



**TUGAS AKHIR - MO 141326**

**PENILAIAN RISIKO PIPA FEEDGAS 42” DENGAN  
METODE INDEKS SKORING**

**Ovyarlita Pratama Taqwa**  
NRP. 043 1144 0000 012

**DOSEN PEMBIMBING**  
Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

**JURUSAN TEKNIK KELAUTAN  
FAKULTAS TEKNOLOGI KELAUTAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
2018**



---

**FINAL PROJECT - M0 141326**

**RISK ASSESSMENT OF FEEDGAS PIPES 42" BY  
SCORING INDEX METHOD**

OVYARLITA PRATAMA TAQWA  
NRP. 043 1144 0000 012

Supervisors  
Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMENT OF OCEAN ENGINEERING  
FACULTY OF MARINE TECHNOLOGY  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA  
2018

**PENILAIAN RISIKO PIPA *FEEDGAS* 42" DENGAN METODE  
INDEKS SKORING**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Kelautan

Oleh :

**Ovvarlita Pratama Tagwa**

**NRP.04311440000012**

Disetujui Oleh :

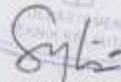
1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D

(Pembimbing 1)



2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D

(Pembimbing 2)



3. Agro Wisudawan, S.T, M.T

(Penguji 1)



SURABAYA, JULI 2018

# PENILAIAN RISIKO PIPA *FEEDGAS* 42” DENGAN METODE INDEKS SKORING

Nama Penulis : Ovyarlita Pratama Taqwa  
NRP : 04311440000012  
Jurusan : Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Dosen Pembimbing : 1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

## ABSTRAK

Pipa merupakan sarana transportasi untuk mendistribusikan fluida baik dalam bentuk *liquid* maupun gas yang paling aman. Pipa seperti halnya semua peralatan industri lainnya dapat mengalami kegagalan dan memerlukan program inspeksi. Kegagalan pipa dapat menimbulkan kerugian bagi perusahaan, masyarakat disekitar jalur pipa serta kerusakan dan pencemaran terhadap lingkungan. Oleh karena itu diperlukan suatu pengelolaan risiko untuk meningkatkan keamanan sistem perpipaan. *Pipeline risk assessment* adalah salah satu dari metode yang paling baik untuk mengidentifikasi suatu kejadian potensial yang tidak hanya menyebabkan gangguan pada operasional perpipaan tetapi juga kejadian yang berhubungan dengan *safety* dan masalah lingkungan. Tugas Akhir ini membahas tentang penilaian risiko pada pipa distribusi gas dari *Plant 21 – Train Area*. Penilaian risiko dilakukan pada setiap seksi pipa berdasarkan pada atributnya. Penilaian risiko yang digunakan adalah *indexing model risk assessment*, yaitu dengan mencari skor indeks pada masing masing parameter (peluang kegagalan dan konsekuensi kegagalan). Dari hasil perhitungan, maka diperoleh peluang terjadinya kegagalan pada setiap seksi pipa yaitu berupa indeks-indeks dengan item-item dari kerusakan akibat pihak ketiga dengan skor rata-rata 49.8, korosi dengan skor rata-rata 41, desain dengan skor rata-rata 31.4, dan kesalahan operasional dengan skor rata-rata 89. *Leak impact factor* digunakan untuk mengatur skor indeks untuk menggambarkan konsekuensi kegagalan. *Leak impact factor* diperoleh dari hasil perkalian seluruh faktor area yang terdiri dari *product hazard*, *leak/spill volume*, *dispersion*, dan *receptors*. Hasil perkiraan skor kriteria untuk *product hazard* adalah 7, *leak volume* adalah 0.2 dan 1, dispersi pada skor 1, variasi skor *receptors* bernilai antara 1.8 sampai dengan 3.9, sehingga diperoleh *leak impact factor* dengan skor rata-rata 4.34 dan 21.7. *Relative risk score* rata-rata didapatkan sebesar 54.2 dan 10.85, sehingga tingkat risiko pada pipa *feedgas* 42” CD *Plant 21-Train Area* relatif aman dan pada pipa *feedgas* 42” EFGH *Plant 21-Train Area* seksi 1 dan 2 tergolong *low* sedangkan seksi 3 dan 4 tergolong *high*. Mitigasi risiko dilakukan apabila risiko tidak *acceptable* dengan cara mengurangi faktor probabilitas.

**Kata Kunci**—*Indexing Model*, penilaian risiko, pipa, mitigasi risiko

# ***RISK ASSESSMENT OF FEEDGAS PIPES 42" BY SCORING INDEX METHOD***

**Name** : Ovyarlita Pratama Taqwa  
**Student No.** : 04311440000012  
**Department** : Ocean Engineering,  
Faculty of Marine Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
**Supervisor** : 1. Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D.  
2. Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D.

## ***ABSTRACT***

*Pipes are a means of transportation to distribute fluids in both liquid and gas form the safest. Pipes as well as all other industrial equipment may fail and require an inspection program. Pipe failures can cause losses for the companies, resident around pipelines as well as damage and pollution to the environment. Therefore a risk management is required to improve the security of the piping system. Pipeline risk assessment is one of the best methods to identify potential events that not only cause disruption to pipe operations but also events related to safety and environmental problems. . This final project discussed about risk assessment on gas distribution pipeline of Plant 21 – Train Area. Risk assessment is conducted to every pipeline section according to the attributes. The type of risk assessment used in the research is indexing model risk assessment, specifically by looking for index score on each parameter (index sum and leak impact factor). According to the calculation result, it is obtained scores on each pipeline section that are indices with items of third party damage with an average score of 49.8, corrosion with an average score of 41, design with an average score of 31.4, incorrect operation with an average score of 89. The leak impact factor is used to adjust the index score to reflect the consequences of failure. Leak impact factor is obtained from the multiplication of all area factors consisting of product hazard, leak / spill volume, dispersion, and receptors. The estimation result of criteria score for product hazard is 7, leak volume is 0.2 and 1, dispersion score of 1, receptor score variation is between 1.8 up to 3.9, so can be obtained the leak impact factor with average score 4.34 and 21.7. Relative risk score obtained an average score of 54.2 and 10.85, so the level of risk on feedgas pipe 42 "CD is relatively safe and feedgas 42" EFGH Plant 21-Train Area section 1 and 2 are low and Section 3 and 4 are high. Risk mitigation is performed if the risk is not acceptable by reducing the probability factor.*

**Keyword-***Indexing Model, risk assessment, pipeline, risk mitigation*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala limpahan rahmat, hidayah dan karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini dengan baik dan lancar. Sholawat serta salam juga penulis haturkan kepada junjungan umat manusia, Rasulullah Muhammad SAW. Tugas Akhir ini berjudul **“Penilaian Risiko Pipa *Feedgas* 42” dengan Metode Indeks Skoring**”. Tugas Akhir ini disusun guna memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Tugas Akhir ini membahas mengenai penilaian resiko jaringan pipa distribusi gas milik PT. Badak LNG dengan menggunakan *indexing model risk assessment*. Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan dan penulisan penelitian ini masih jauh dari kesempurnaan sehingga penulis sangat mengharapkan kritik dan saran dari pihak lain. Penulis berharap semoga penelitian ini bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang Perancangan dan Produksi Bangunan Laut, bagi pembaca pada umumnya dan penulis pada khususnya.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

## UCAPAN TERIMA KASIH

Alhamdulillah rabbil'alamin, segala puji syukur selalu dipanjatkan kehadiran Allah SWT, shalawat dan salam semoga selalu tercurah kepada Nabi Muhammad SAW. Berkat ridho dan pertolongan Allah SWT serta bantuan dan dukungan dari berbagai pihak, maka Saya bisa menyelesaikan Tugas Akhir ini. Oleh karena itu, pada kesempatan ini Saya ingin mengucapkan terima kasih atas bimbingan, bantuan dan dukungan moril-materiil maupun doa, kepada:

1. Bapak dan Ibu, Bapak Salam dan Ibu Endang untuk semua dukungan, ridho dan doa restumu yang senantiasa mengalir sehingga Tugas Akhir ini selesai.
2. Adik-Adikku, Anes dan Reyhan untuk semangat dan guyonan yang garing sehingga bisa menjadi hiburan gratisan buat aku.
3. Bapak Prof. Ir. Daniel M. Rosyid, Ph.D dan Ibu Silvianita, S.T., M.Sc., Ph.D selaku dosen pembimbing yang sangat membantu penulis untuk menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Departemen Technical, Seksi Inspeksi PT. Badak NGL khususnya Pak Hanung, Pak Vicky, Pak Yudhi, Pak Green, dan Pak Vano yang telah memberikan ilmu, banyak membantu dalam memperoleh data dan pemahaman dalam penelitian tugas akhir.
5. Teman-teman HMTP, Ciwi “Disayang Malaikat”, “Jangan Biasakan Mereceh” sampai” OTW SINGLE 3/6” dan Mas Harahap yang senantiasa memberikan motivasi, dengan sabar menjadi tempat mengeluh dan yang terakhir termantul mantap betul.
6. Keluarga besar teman-teman Angkatan 2014 Jurusan Teknik Kelautan, “Maelstrom” terimakasih atas kebersamaan selama 4 tahun masa perkuliahan. Semoga kekeluargaan dan persaudaraan kita terjalin tidak hanya selama perkuliahan saja tetapi sampai selamanya nanti.
7. Semua pihak yang turut membantu, yang tidak mungkin saya sebutkan satu persatu di sini.

Semoga Allah melimpahkan rahmat-Nya kepada kita semua. Amin

Surabaya, Juli 2018

Penulis

## DAFTAR ISI

Halaman Judul .....	i
Lembar Pengesahan .....	iii
Abstrak .....	iv
Abstract .....	v
Kata Pengantar.....	vi
Ucapan Terimakasih .....	vii
Daftar Isi .....	viii
Daftar Gambar .....	xi
Daftar Tabel.....	xii
Daftar Notasi .....	xv
<b>BAB 1. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	5
1.3 Tujuan.....	5
1.4 Manfaat.....	6
1.5 Batasan Masalah .....	6
1.6 Sistematika Penulisan.....	6
<b>BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI .....</b>	<b>9</b>
2.1 Tinjauan Pustaka.....	9
2.2 Dasar Teori .....	11
2.2.1 PenilaianRisiko .....	11



2.2.2 Penilaian Risiko Pada Pipa.....	12
2.2.3 Metode <i>Indexing Model</i> .....	14
2.2.4 Perhitungan Risik.....	15
2.2.4.1 <i>Index Sum</i> .....	16
2.2.4.2 <i>Leak Impact Factor</i> .....	42
2.2.5 Mitigasi Risiko.....	52
<b>BAB 3. METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>53</b>
3.1 Diagram Alir .....	53
3.2 Penjelasan Diagram Alir .....	54
<b>BAB 4. ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>59</b>
4.1 Umum.....	59
4.2 Gambaran Jalur Pipa <i>Feedgas 42"</i> .....	59
4.2.1 Lokasi Jalur Pipa.....	59
4.2.2 Spesifikasi Produk yang Dialirkan .....	61
4.2.3 Penentuan Seksi Jalur Pipa.....	62
4.3 Perhitungan <i>Index Sum</i> .....	63
4.3.1 Indeks Kerusakan Pihak Ketiga .....	63
4.3.2 Indeks Korosi .....	66
4.3.3 Indeks Desain .....	71
4.3.4 Indeks Kesalahan Operasi .....	75
4.4 Jumlah Indeks Total .....	78
4.5 Perhitungan <i>Failure Probability Score</i> dari <i>Index Sum</i> .....	80

4.6 Faktor Dampak Kebocoran.....	80
4.7 Penentuan <i>Relative Risk Score</i> .....	85
4.8 Mitigasi Risiko.....	88
4.9 Perbaikan Risiko .....	89

<b>BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>91</b>
5.1 Kesimpulan.....	91
5.2 Saran .....	92

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Diagram Alir Penilaian Risiko .....	3
Gambar 1.2 Layout Pipa <i>Feedgas</i> 42” .....	5
Gambar 2.1 Diagram Alir <i>Index Sum</i> .....	16
Gambar 2.2 Grafik Hubungan Risk Score dan Failure Probability .....	17
Gambar 2.3 <i>Minimum Depht Cover</i> .....	18
Gambar 2.4 Kondisi ROW .....	22
Gambar 2.5 Proteksi Katodik pada Pipa dengan Sistem Arus Paksa .....	31
Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian .....	53
Gambar 4.1 Gambaran Umum Distribusi Pipa .....	60
Gambar 4.2 Lokasi Pipa <i>Feedgas</i> 42” .....	61
Gambar 4.3 Distribusi Skor Indeks Kerusakan Pihak Ketiga .....	64
Gambar 4.4 Distribusi Skor Indeks Korosi .....	68
Gambar 4.5 Distribusi Skor Indeks Desain .....	72
Gambar 4.6 Distribusi Skor Indeks Kesalahan Operasi.....	76
Gambar 4.7 <i>Index Comparison</i> .....	79

## DAFTAR TABEL

Tabel 1.1 Spesifikasi Pipa <i>Feedgas</i> 42” .....	5
Tabel 2.1 <i>Third Party Damage Index</i> dan skor masing-masing faktor .....	17
Tabel 2.2 Penilaian ROW .....	22
Tabel 2.3 Penilaian Frekuensi Patroli .....	23
Tabel 2.4 Penilaian Indeks Korosi.....	24
Tabel 2.5 Penilaian <i>Product Corrosivity</i> .....	28
Tabel 2.6 Penilaian <i>Internal Protection</i> .....	28
Tabel 2.7 Penilaian <i>Soil Corrosivity</i> .....	30
Tabel 2.8 Skoring hubungan MAOP dan Nilai <i>Environment</i> .....	30
Tabel 2.9 Penilaian Umur Pipa .....	32
Tabel 2.10 Penilaian Tes Poin .....	32
Tabel 2.11 Penilaian Frekuensi Pembacaan Tes Point .....	32
Tabel 2.12 Penilaian <i>Close Interval Survey</i> .....	33
Tabel 2.13 Penilaian <i>current flow another buried metal</i> .....	34
Tabel 2.14 Penilaian <i>AC Interfance</i> .....	34
Tabel 2.15 Indeks Desain dengan bobot nilai .....	35
Tabel 2.16 Daftar Skor berdasarkan ketebalan dinding pipa .....	36
Tabel 2.17 Daftar skor berdasarkan desain rasio.....	37
Tabel 2.18 Skor akibat <i>fatigue</i> .....	37
Tabel 2.19 Penilaian <i>Surge Potential</i> .....	38
Tabel 2.20 Penilaian <i>Integrity Verification</i> .....	39

Tabel 2.21 Penilaian Pergerakan Tanah.....	40
Tabel 2.22 Daftar Skor pada tahap desain .....	41
Tabel 2.23 Besar Nf sesuai Standars NFPA .....	44
Tabel 2.24 Besar Nr sesuai Standars NFPA.....	44
Tabel 2.25 Besar Nh sesuai Standars NFPA .....	45
Tabel 2.26 Pelepasan produk berdasarkan nilai RQ .....	45
Tabel 2.27 Penilaian sifat fluida yang dialirkan .....	46
Tabel 2.28 <i>Leak Volume Scores based on normalized flowrate value</i> .....	47
Tabel 2.29 <i>Influenced Area scores based on normalized area value</i> .....	48
Tabel 2.30 <i>Populatin density scoring system</i> .....	50
Tabel 2.31 <i>Environmental sensitivity and/or HVA</i> .....	51
Tabel 3.1 <i>Sectioning Jalur Pipa</i> .....	55
Tabel 3.2 Parameter yang direkomendasikan untuk TPD.....	55
Tabel 3.3 Parameter yang direkomendasikan untuk <i>corrosion index</i> .....	56
Tabel 3.4 Parameter yang direkomendasikan untuk <i>design index</i> .....	57
Tabel 3.5 Parameter yang direkomendasikan untuk <i>incorrect operation</i> .....	57
Tabel 4.1 Spesifikasi Produk.....	61
Tabel 4.2 Hasil <i>sectioning</i> jalur pipa <i>feedgas</i> AB .....	62
Tabel 4.3 Hasil <i>sectioning</i> jalur pipa <i>feedgas</i> CD .....	62
Tabel 4.4 Hasil <i>sectioning</i> jalur pipa <i>feedgas</i> EFGH.....	62
Tabel 4.5 Rekapitulasi dari <i>Third Party Damage Index</i> .....	64
Tabel 4.6 Rekapitulasi dari <i>Corrosion Index</i> .....	67

Tabel 4.7 Rekapitulasi dari <i>Design Index</i> .....	71
Tabel 4.8 Rekapitulasi dari <i>Incorrect Operation Index</i> .....	75
Tabel 4.9 Total indeks dari seksi 1 sampai 4 .....	79
Tabel 4.10 Rekapitulasi skor LIF pipa CD .....	81
Tabel 4.11 Rekapitulasi skor LIF pipa EFGH.....	82
Tabel 4.12 <i>Relative Risk Score</i> Pipa CD .....	86
Tabel 4.13 <i>Relative Risk Score</i> Pipa EFGH .....	86
Tabel 4.14 Tabel Kriteria Risiko .....	87
Tabel 4.15 <i>Risk Assessment</i> pipa <i>feedgas</i> EFGH .....	87
Tabel 4.15 <i>Relative Risk Score</i> Pipa EFGH setelah mitigasi .....	89
Tabel 4.15 <i>Risk Assessment</i> pipa <i>feedgas</i> EFGH setelah mitigasi .....	89

## DAFTAR NOTASI

$t$  = ketebalan dinding pipa/**wall thickness** (in)

$d$  = diameter pipa (in)

$PH$  = **Product Hazard** (pts)

$LV$  = **Leak/Spill Volume** (pts)

$D$  = **Dispersion** (pts)

$R$  = **Receptors** (pts)

$q$  = **flow rate** (kg/s)

$Y$  = faktor ekspansi (biasanya berkisar antara 0.65 – 0.95)

$A$  = area percabangan pada pipa (ft<sup>2</sup>)

$C$  = koefisien aliran (0.9 – 1.2)

$g$  = percepatan gravitasi (32.2 ft/sec **per second**)

$\Delta P$  = perubahan tekanan pada percabangan pipa (psi)

$\rho$  = berat jenis fluida (lb/ft<sup>3</sup>)

$r$  = radius dari titik kebocoran pipa (ft)

$p$  = tekanan pipeline maksimum (psi)





# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Industri pengolahan minyak dan gas alam adalah salah satu industri yang memerlukan program inspeksi dan perawatan peralatan yang cukup ketat terutama pada pipa penyalur. Hal ini dikarenakan pipa penyalur memiliki risiko yang cukup tinggi karena beberapa tahun ini penggunaan minyak dan gas untuk berbagai tujuan semakin meningkat (Biro Riset LM FEUI, 2010). Faktor penyebab terjadinya risiko tersebut dapat diakibatkan oleh faktor internal maupun faktor eksternal (Muhammad, 2011). Beberapa faktor internal yaitu faktor umur pipa, ketebalan pipa dan korosi internal pipa. Kemudian untuk faktor eksternal dipengaruhi oleh masyarakat dan lingkungan. Di dunia, kebakaran dan ledakan semakin sering terjadi karena saluran pipa mengalami kebocoran dan mengakibatkan korban jiwa dan kerugian ekonomi (Bai dkk., 2013). Kegagalan utama pada pipa dapat menimbulkan kerugian bagi perusahaan, orang disekitar jalur pipa serta kerusakan dan pencemaran terhadap lingkungan (Dziubinski dkk., 2005).

Dalam industri migas, inspeksi digolongkan menjadi dua yaitu inspeksi berdasarkan waktu (*Time Based Inspection*) dan inspeksi berdasarkan risiko (*Risk Based Inspection*). Inspeksi berdasarkan waktu dilakukan tanpa mempertimbangkan risiko yang terjadi pada pipa. Inspeksi berdasarkan waktu dianggap kurang efektif apabila suatu alat mengalami kegagalan sebelum waktu inspeksi tiba. Kekurangan inspeksi ini adalah pada semua alat mendapat perlakuan yang sama, padahal disetiap alat memiliki besar risiko yang berbeda-beda. Maka, dipandang perlu diketahui kegagalan pipa berdasarkan risiko. Tingkat risiko diprioritaskan dengan sistematis sehingga program inspeksi dapat difokuskan pada peralatan yang memiliki risiko lebih tinggi, sebaliknya jika tidak terlalu tinggi maka dapat disesuaikan, sehingga dapat mengurangi biaya dan sumberdaya yang dikeluarkan oleh perusahaan (Sicilia dan Gunarta 2016).

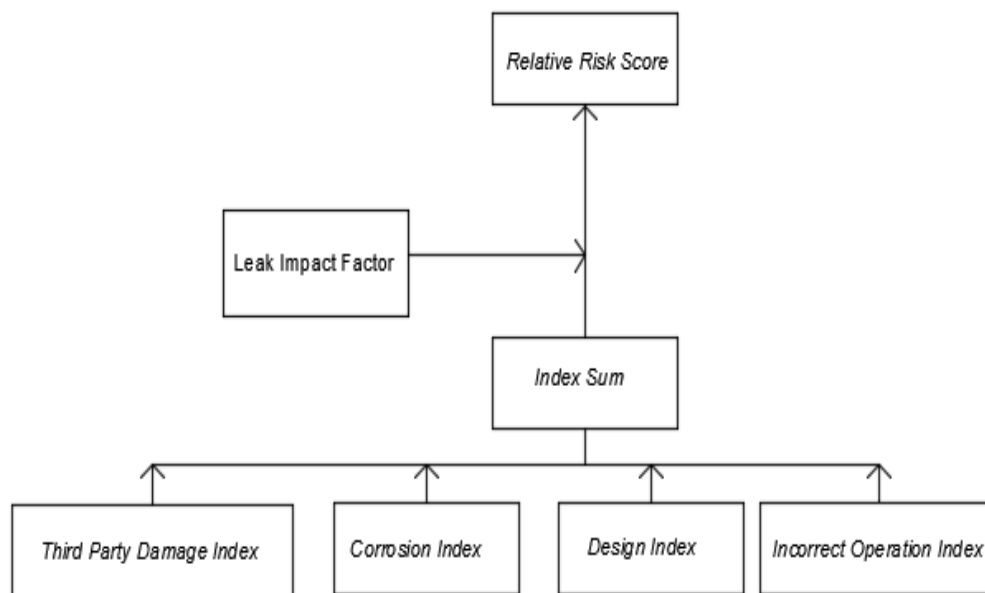
PT. Badak NGL merupakan perusahaan industri yang mengolah gas alam menjadi LPG dan LNG. Dalam operasinya gas dialirkan melalui 3 jalur pipa *feedgas 42" underground* dari *Plant 21(Knock Out Drum)* menuju proses *Train*

*area*. Pipa *feedgas* 42” tergolong jalur pipa yang tua, selama ini hanya dilakukan inspeksi berdasarkan waktu dengan frekuensi 8 tahun sekali. Penentuan frekuensi 8 tahunan belum diketahui secara pasti. Sehingga kemungkinan tingkat risiko pada pipa tersebut besar dan dapat mempengaruhi beban kritis pada pipa. Bahaya yang muncul pada jalur ini adalah sistem perpipaan mengalirkan cairan berbahaya, terjadi kesalahan sistem inspeksi sebelumnya dan melewati daerah dengan potensi bahaya yang beragam sehingga menyebabkan pipa gagal (faktor lingkungan/korosi). Tekanan parsial CO<sub>2</sub> pada produk yang dialirkan adalah 22.37 psi dengan tingkat korosifitas menengah dengan laju korosi 0.1 mm/y sampai 1 mm/y (Kermani dan Morshed 2003). Pada Juli 2014, terjadi kebocoran pada *jumping line* pipa *feedgas* menuju train E/F sehingga pipa diisolasi dan kondisi *train* harus *shutdown* padahal waktu inspeksi belum tiba. Hal tersebut sangat merugikan perusahaan dalam hal finansial dan sumberdaya.

Dengan munculnya bahaya tersebut, diperlukan suatu pengelolaan risiko untuk meningkatkan *safety* (keamanan) dan *reliability* (keandalan) sistem perpipaan, kemudian dibuat suatu perencanaan pemeliharaan yang baik, serta menentukan prioritas dalam perbaikan dan inspeksi terutama pada bagian pipa yang memiliki risiko yang lebih tinggi untuk memberikan rasa aman terhadap perusahaan dan orang yang ada di sekitar pipa. Dengan adanya penilaian risiko dapat menjalin komunikasi yang baik antara operator pipa, regulator, *insurer* dan beberapa pihak lainnya.

Pada penelitian ini penilaian risiko yang digunakan adalah metode model indeks skoring yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbauer dalam bukunya yang berjudul *Pipeline Risk Management Manual* yaitu suatu penilaian risiko yang menggunakan nilai numerik (skor) dari kondisi dan aktivitas sistem perpipaan yang menggambarkan risiko. Setiap seksi pipa dinilai berdasarkan pada atributnya. Setiap seksi pipa diranking berdasarkan *relative risk score* untuk memprioritaskan mana yang akan diperbaiki dalam upaya penurunan tingkat risiko (Kwestarz, 2017). Selain itu, proses penilai risiko ini secara bersamaan mencoba memprediksi potensi risiko dan mempertimbangkan kepekaan dan kerentanan dari lingkungan di sekitar pipa (Ghasemi dkk., 2016).

Dalam penerapan penilaian risiko menggunakan model indeks skoring, selain dapat memberi jawaban dengan segera, dalam pengumpulan data dilakukan berdasarkan informasi yang tersedia pada sistem perpipaan (data historis pipa dan interview dengan operator pipa) dan kondisi pipa. Penilaian risiko metode indeks skoring akurat, karena penilaian dilakukan setiap seksi pipa dan item yang mempengaruhi risiko pada peluang kegagalan risiko dirangkum berdasarkan pengalaman operator pipa yaitu mempertimbangkan aspek kerusakan pipa akibat pihak ketiga, aspek korosi, aspek desain, dan aspek kesalahan operasi. Sedangkan untuk konsekuensinya yaitu faktor dampak kebocoran yang sesuai dengan riwayat kegagalan pipa yang ditinjau dan mempertimbangkan aspek lingkungan dan reseptor (orang disekitar pipa yang terkena dampak jika terjadi kebocoran pipa).



Gambar 1.1 Diagram alir penilaian risiko (Muhlbaeur, 2004)

Berdasarkan model penilaian risiko diatas (Gambar 1.1), penilaian risiko pipa diawali dengan menghitung factor probabilitas yang mengandung risiko dalam satuan frekuensi persatuan waktu pada setiap seksi pipa yaitu berupa indeks-indeks dengan faktor dari indeks kerusakan akibat pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain, dan indeks kesalahan operasi. Langkah berikutnya yaitu menghitung konsekuensi yang ditimbulkan (*Consequences of Failure*) dari kejadian yang mengandung risiko yang diukur dalam satuan efek yang ditimbulkannya per satuan waktu, dalam hal ini adalah *Leak Impact Faktor* (LIF).

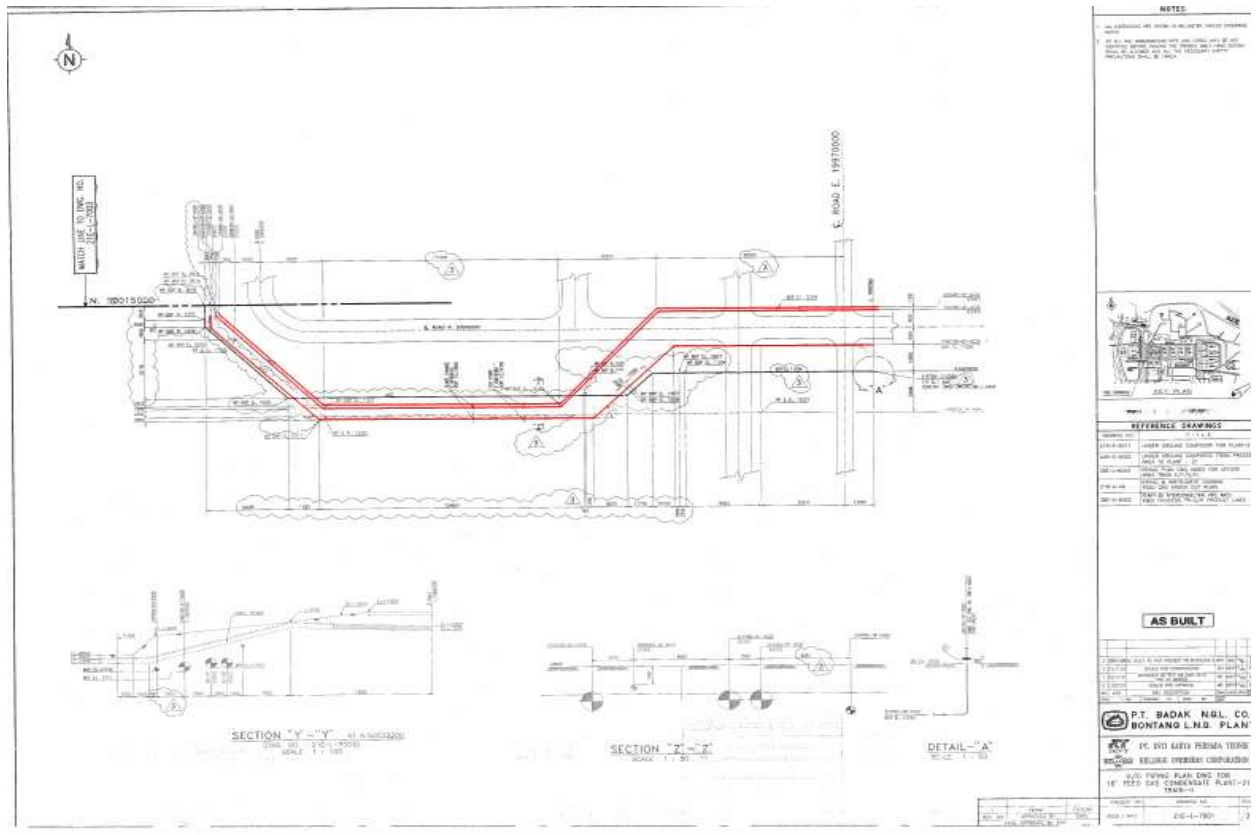
Setelah itu dapat dihitung *Relative Risk Score* yang merupakan hasil bagi antara jumlah indeks dengan *Leak Impact Faktor* yang kemudian didapatkan *risk profile* yang berisikan *Leak Impact Faktor*, *Relative Risk Score*, dan *index sum* tiap-tiap seksi pipa. Semakin tinggi indeks skor, maka semakin tinggi juga tingkat keamanan operasi pipa (Muhlbauer 2004).

Berikut adalah data 3 *line* pipa *feedgas* 42" plant 21 menuju proses *Train Area* milik PT. Badak NGL :

Tabel 1.1 Spesifikasi Pipa *Feedgas* 42"

No	Description	Pipa <i>Feedgas</i> CD	Pipa <i>Feedgas</i> AB	Pipa <i>Feedgas</i> EFGH
1	<i>Line No</i>	21NG63-42"- UC2D	21NG64-42"- UC2D	21NG120-42"- UC2D
2	<i>Outer Diameter (inch)</i>	42	42	42
3	<i>Material</i>	A515 Grade 70	A515 Grade 70	A515 Grade 70
4	<i>Length (m)</i>	965	1200	636
5	<i>Thickness (mm)</i>	19.05	19.05	19.05
6	<i>Type of the pipe</i>	EFW	EFW	EFW
7	<i>Operating pressure (psi)</i>	629	629	629
8	<i>MAOP (psi)</i>	682.72	682.72	682.72
9	<i>Design Pressure (psi)</i>	690	690	690
10	<i>Operating temperature (°C)</i>	21	21	21
11	<i>Design temperature (°C)</i>	35	35	35
12	<i>Depth of the pipe ground level (m)</i>	1.5-6	1.5-6	1.5-6
13	<i>Date of building pipeline</i>	1975	1975	1975
14	<i>Coating / Wrapping</i>	<i>Coaltar Epoxy</i>	<i>Coaltar Epoxy</i>	<i>Coaltar Epoxy</i>
15	<i>Cathodic Protection Sistem</i>	ICCP	ICCP	ICCP
16	<i>Hydrotest (psi)</i>	1125	1125	1125

(Sumber : PT, Badak NGL)



Gambar 1.2 Layout Pipa Feedgas 42" dari Plant 21 menuju Train Area

(Sumber : PT, Badak NGL)

## 1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dalam Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Berapa peluang terjadinya kegagalan pipa feedgas 42" ?
2. Berapa konsekuensi kegagalan yang ditimbulkan pipa feedgas 42"?
3. Bagaimana tingkat risiko pada pipa feedgas 42"?
4. Bagaimana mitigasi risiko yang dilakukan pada pipa feedgas 42"?

## 1.3 Tujuan Penelitian

Dari perumusan masalah di atas, dapat diambil tujuan yang ingin dicapai dalam Tugas Akhir ini, yaitu :

1. Mengetahui peluang terjadinya kegagalan pada pipa feedgas 42"

2. Mengetahui konsekuensi kegagalan yang ditimbulkan) pada pipa *feedgas* 42”.
3. Mengetahui tingkat risiko pada pipa *feedgas* 42”
4. Mengetahui mitigasi risiko yang dilakukan pada pipa *feedgas* 42”

#### **1.4 Manfaat Penelitian**

Dari hasil penilaian risiko diharapkan dapat memberikan informasi tentang faktor yang menimbulkan risiko yang berpengaruh pada keselamatan pipa dan mitigasi yang dapat dilakukan sehingga dapat dijadikan referensi bagi pihak perusahaan dalam melakukan inspeksi selanjutnya pada pipa *feedgas* 42” Plant 21-*Train Area* PT. Badak NGL.

#### **1.5 Batasan Masalah**

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Analisa risiko dilakukan pada pipa *feedgas* 42” *underground* dari Plant 21(*Knock Out Drum*) menuju Proses *Train Area* PT. Badak NGL.
2. Penentuan ruang lingkup analisa risiko menggunakan buku “*Pipeline Risk Management Manual*” oleh W. Kent Muhlbauer.
3. Tidak mempertimbangkan estimasi biaya dan estimasi waktu
4. Pengumpulan data dilakukan berdasarkan data historis pipa, survey dan *interview operator*.

#### **1.6 Sistematika Penulisan**

Sistematika dalam penulisan penelitian ini dimulai dari bab satu, yaitu pendahuluan. Berisi tentang hal yang menjadi latar belakang dalam melakukan penelitian, rumusan masalah yang akan diselesaikan, tujuan dari penelitian, manfaat penelitian, batasan masalah serta sistematika penulisan penelitian.

Bab dua berisi mengenai tinjauan pustaka dan dasar teori yang menjelaskan penyelesaian masalah yang akan dibahas dengan melakukan tinjauan dan dasar teori yang telah ada. Tinjauan pustaka diambil dari buku, jurnal, tugas akhir, internet dan referensi lainnya.

Bab tiga menjelaskan tentang metodologi penelitian yaitu langkah pengerjaan yang dilakukan, yaitu meliputi studi literatur, pengumpulan data menentukan skor *Index Sum*, menentukan konsekuensi atau *Leak Impact Faktor*, menentukan *Relative Risk Score*, dan mitigasi risikonya.

Bab empat menjelaskan analisa dan pembahasan tentang bagaimana kita melakukan analisa risiko dengan sistem indeks skoring. Dimulai dari menentukan *sectioning* pada jalur pipa kemudian memberi skor *index sum* atau peluang kegagalan yang terjadi. Setelah menentukan probabilitas, maka ditentukan berapa besar dampak yang ditimbulkan. Setelah mengetahui besar probabilitas dan konsekuensi maka dapat ditentukan *Relative Risk Score* dan mitigasi yang dilakukan.

Bab lima menjelaskan mengenai kesimpulan dan saran. Bab ini berisi kesimpulan dari hasil-hasil analisis yang dilakukan dan saran-saran yang bermanfaat untuk lebih menyempurnakan dan mengembangkan analisis yang telah dilakukan.

Bagian terakhir dari laporan ini adalah daftar pustaka. Bagian ini menampilkan seluruh informasi dan dokumen tertulis yang dijadikan landasan dan pengembangan penelitian.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 TINJAUAN PUSTAKA

Pipa penyalur memiliki fungsi untuk memindahkan fluida. Fluida yang sering ditransportasikan adalah air, limbah, minyak mentah, gas alam dan produksi hasil pengolahan minyak bumi seperti bensin, solar atau bahan bakar jet (Liu 2003). Penggunaan pipa untuk menyalurkan gas alam dinilai efektif jika dibandingkan dengan menggunakan transportasi lainnya. Beberapa keuntungan yang didapatkan dalam penggunaan pipa penyalur antara lain lebih ramah lingkungan, lebih murah dan perawatannya yang lebih mudah. Namun ada kalanya muncul beberapa konsekuensi yang harus dipertimbangkan karena produk yang dialirkan rentan terhadap kebocoran yang dapat menyebabkan kebakaran maupun ledakan serta berdampak terhadap kerusakan dan pencemaran lingkungan. Mengingat betapa ketatnya regulasi mengenai pengaruh terhadap lingkungan, muncul regulasi pemerintah yang mengatur tentang keselamatan pipa penyalur minyak dan gas bumi, yaitu berupa keputusan Kementrian Pertambangan dan Energi Republik Indonesia mengeluarkan keputusan yang tertera pada Kepmen No.300K/38/M.PE/1997 tentang keselamatan kerja pipa penyalur minyak bumi dan gas alam. Dan pedoman Tata Kerja No.012/PTK/II/2007 dari Badan Pelaksana kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) yang berisi tentang harus dilaksanakannya analisa risiko pada jalur pipa.

Kalatpoor dkk. (2010) dalam penelitiannya yang berjudul “*Health, Safety and Environmental Risk of a Gas Pipeline in an Oil Exploring Area of Gachsaran*” menyatakan antara tahun 1970-2001 terjadi kecelakaan di *United States* pada pipa minyak dan gas dengan korban jiwa 105 orang dan kerugian ekonomi sebesar 34 juta dollar. Pada penelitian ini penilaian risiko dilakukan berdasarkan metode Kent dengan parameter kemungkinan menimbulkan risiko adalah pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan operasi. Pada perhitungan konsekuensi kegagalan menggunakan software ALOHA 5.4 untuk mengestimasi area ancaman.. Didapatkan hasil analisa yaitu *relative risk score* seksi 2 lebih

rendah dari pada seksi 1. Berdasarkan analisa pada seksi 2, indeks pihak ketiga (aktivitas kontraktor dan penggalian serta fasilitas diatas pipa yang tidak sengaja dirusak oleh pihak ketiga) dan densitas populasi pada *leak impact faktor* memiliki pengaruh yang signifikan dalam penilaian risiko ini karena densitas populasi di seksi 2 lebih tinggi daripada seksi 1.

Pada tahun 2011, Muhammad untuk mendapat gelar sarjananya mengangkat judul *Implementasi Risk Assessment Pada Pipeline Gas Jalur Badak-Bontang*. Penelitian ini dilakukan implementasi penilaian risiko dengan menggunakan model indeks atau scoring yang selanjutnya dilakukan pemetaan risiko menggunakan matriks 4x4 yang diklasifikasikan kedalam 3 kategori risiko yaitu *low*, *medium*, dan *high*. Penilaian risiko dilakukan terhadap pipa gas jalur Badak-Bontang sepanjang 1.5 km yang dibagi menjadi 3 *section* berdasarkan kondisi lingkungannya. Berdasarkan pemetaan risiko (skor indeks-dampak kebocoran) pada matriks 4x4 diperoleh untuk semua seksi pipa memiliki tingkat risiko *medium risk*.

Kolaei, Nasrabadi, dan Givhechi (2017) melakukan penelitian yang berjudul *Risk Assessment of Gas Condensates Export Pipeline by Indexing Method (Case Study : Special Economic Energy Zone of South Pars-Assaluyeh)*. Tujuan penelitian ini mengetahui tingkat risiko pada kasus pipa gas kondensat sepanjang 11 km yang berlokasi di South Pars Iran dengan metode indeks. Dalam penelitian tersebut pipa dibagi menjadi 6 bagian yang menghasilkan 16% pipa memiliki *very high risk level*, 34% *high risk level*, 34% *medium risk level*, dan 16% *low risk level*.

Wibowo (2015) dalam tugas akhirnya yang berjudul *Kajian Resiko Pipa Gas Transmisi PT. Pertamina Studi kasus Simpang KM 32-Palembang*. Dalam penelitian metode *scoring system*, dihasilkan seksi 6 pipa memiliki *high risk level* yang dipengaruhi oleh faktor desain.

Simatupang (2015) melakukan penelitian yang berjudul *Studi Analisis Resiko pada Pipeline Oil dan Gas dengan Metode Risk Assessment Kent Muhlbauer dan Risk Based Inspection API Rekomendasi 58*. Tujuan dari

penelitian ini adalah untuk mengetahui tingkat risiko yang terjadi pada saluran pipa Sales Gas Pipeline Hess ke PJB. Perbandingan perhitungan *risk assessment* metode Kent dan *risk based inspection* yang dihasilkan menunjukkan besar risiko yang berbeda. Pada *risk assessment* metode Kent diperoleh tingkat risiko yang rendah. Sedangkan metode RBI API 581 kategori risiko berda pada matriks risiko C1 yaitu *medium risk*.

## **2.2 DASAR TEORI**

### **2.2.1 Penilaian Risiko**

Penilaian risiko adalah suatu proses pengukuran untuk menentukan seberapa besar risiko yang terjadi pada suatu sistem. Untuk mendapatkan kualitas dan konsep dibutuhkan suatu ukuran atau nilai. Ukuran dan nilai yang didapatkan akan menentukan besar kecilnya risiko yng terjadi yang nantinya akan berpengaruh pada program inspeksi yang dilakukan. Risiko dapat didefinisikan sebagai peluang atau kemungkinan terjadinya suatu kejadian atau kegagalan yang dapat menimbulkan suatu konsekuensi (negatif) berupa kerugian, kerusakan, kecelakaan bahkan kematian bagi personil, dan lingkungan sekitar. Definisi risiko secara matematis dapat dirumuskan pada persamaan 2.1 berikut ini :

$$\text{Risiko} = \text{Peluang Kegagalan} \times \text{Konsekuensi Kegagalan} \quad (2.1)$$

Komponen potensial kegagalan selanjutnya dibagi menjadi empat indeks (lihat Gambar 2.1). Keempat nilai indeks kemudian dijumlahkan untuk nilai total (disebut *index sum*) yang mewakili probabilitas kegagalan keseluruhan untuk seksi pipa yang dievaluasi. Semakin tinggi indeks skor (pembobotan), maka tingkat keamanannya juga semakin tinggi (Muhlbaeur, 2004).

*Relative Risk Score* menggunakan skor atau indeks untuk menentukan besar risiko. *Relative Risk Score* dapat dihitung dengan menggunakan rumus persamaan 2.2 sebagai berikut :

$$Relative Risk Score = \frac{Index Sum}{Leak Impact Factor} \quad (2.2)$$

### 2.2.2 Penilaian Risiko Pada Pipa

Penilaian risiko pada pipa adalah ukuran untuk menentukan seberapa besar risiko yang terjadi pada pipa. Penilaian risiko pada pipa adalah salah satu dari metode yang paling baik untuk mengidentifikasi suatu kejadian potensial yang tidak hanya menyebabkan gangguan pada operasioanal pipa tetapi juga kejadian yang berhubungan dengan keselamatan dan lingkungan. Tujuan dari penilaian risiko pada pipa adalah untuk mengevaluasi dampak dari pipa kepada masyarakat dan untuk mengidentifikasi cara manage risiko yang lebih efektif.

Penilaian risiko dipengaruhi oleh 2 faktor yaitu, faktor peluang kegagalan dan faktor konsekuensi kegagalan. Seperti yang dijelaskan gambar diatas, besar kecilnya suatu risiko yang terjadi ditentukan oleh besar kecilnya faktor peluang kegagalan dan faktor konsekuensi kegagalan. Peluang kegagalan dan konsekuensi memiliki faktor sendiri, dimana setiap faktor tersebut memiliki nilai pembobotan sendiri. Pembobotan adalah besarnya skor maksimum yang mungkin atau faktor penyesuaian yang merefleksikan nilai seberapa pentingnya variabel tersebut.

Pada proses penilaian risiko pada pipa, diperlukan untuk membagi pipa menjadi beberapa bagian berdasarkan kondisi dalam pipa seperti tingkat aktifitas yang berada disekitar pipa, ukuran diameter, tingkat korosifitas, dan letak dimana pipa berada. Misalkan pipa yang berada didalam tanah berbeda dengan pipa yang menyeberangi sungai. Proses pembagian atau *sectioning* pipa akan berbeda-beda tergantung kondisi lingkungan pipa berada.

Menurut Muhlbaeur (2004) dalam implementasi penilaian risiko dibutuhkan sebuah alat (*tools*) yang dinamakan model. Penilaian risiko merupakan proses menilai sedangkan model adalah alat untuk menilai. Penentuan model merupakan langkah awal dalam melakukan penilaian risiko. Secara umum terdapat 3 pendekatan yang banyak digunakan untuk memperhitungkan penilaian risiko pada pipa dari yang paling sederhana sampai yang paling kompleks, yaitu :

1. *Risk Matrix.*

Pengambilan keputusan dengan *matrix rank pipeline* berdasarkan pada kemungkinan dan konsekuensi dari kejadian potensial sebuah kejadian dengan skala yang sederhana, seperti tinggi, medium, atau rendah, atau skala *numerical* dari 1 sampai 5 sebagai contoh. Masing-masing ancaman ditempatkan pada *cell* dari *matrix* berdasarkan pada kemungkinan dan konsekuensinya. Kejadian dengan kemungkinan dan konsekuensi yang tinggi muncul pada daftar hasil dengan prioritas lebih tinggi.

2. *Indexing Model.*

Teknik penilaian risiko pada pipa yang paling populer saat ini adalah *index model* atau teknik *scoring* yang hampir sama, dalam pendekatan ini nilai *numerical* (skor) diasumsikan pada kondisi dan aktivitas penting pada sistem perpipaan yang berhubungan terhadap gambaran risiko.

3. *Probabilistic Risk Assessment (PRA),*

Model penilaian risiko yang paling teliti dan kompleks adalah permodelan dengan pendekatan umum *Probability Risk Assessment (PRA)*. Teknik ini umumnya digunakan pada industri nuklir, kimia dan penerbangan, pada industri petrokimia, dll. PRA adalah teknik matematis dan statistik yang teliti dan sangat bergantung pada historis data kegagalan dan *event tree* atau *fault tree*.

Tahapan dalam melakukan *risk assessment* adalah :

1. Menentukan model *risk assessment*.

Model *pipeline risk assessment* adalah sekumpulan algoritma atau aturan-aturan yang menyediakan informasi dan data yang berhubungan dengan perhitungan level risiko sepanjang pipa. Model *Risk Assessment* dapat diseleksi dari beberapa atau dari gambaran yang dibutuhkan

2. Mengumpulkan dan mempersiapkan data

3. Merencanakan dan mengimplementasikan setiap strategi

4. Memperkirakan risiko

### 2.2.3 Metode *Indexing Model*

Metode *Indexing model* dikembangkan oleh W.Kent Mulhbaeur sangat cocok apabila diterapkan untuk menganalisa risiko pengoperasian pipa penyalur yang dikaitkan dengan bahaya yang ditimbulkan akibat pihak ketiga, korosi, desain dan konstruksi serta kesalahan operasi. Aplikasi dari sistem ini adalah analisa penyebab kegagalan yang digunakan untuk menghitung seberapa indeks risiko tingkat kegagalan suatu alat. Model ini dapat diterapkan pada fase operasi. Hasil dari analisa ini adalah daftar skor relatif dan disajikan dalam bentuk angka numerik. Model ini banyak diterapkan pada analisa operasi pipa penyalur.

Pada teori ini dilakukan penilaian dengan memberikan bobot atau skor pada masing-masing elemen risiko, yaitu kerusakan oleh pihak ketiga, korosi, desain pipa dan kesalahan operasi serta karakteristik produk berbahaya, volume kebocoran, penerima, dan faktor penyebaran. Semakin tinggi nilai akhir semakin aman sistem jalur pipa tersebut. Semakin rendah semakin tinggi tingkat risikonya.

Pada penelitian ini dilakukan penilaian risiko pada jalur pipa dengan menggunakan Metode Indeks Skoring berdasarkan buku "*Pipeline Risk Manaement Manual*" yang dikembangkan oleh W. Kent Muhlbaauer.

Meskipun masing-masing metode penilaian risiko yang dibahas memiliki kekurangan dan kelebihan masing-masing, pendekatan model indeks digunakan memiliki alasan sebagai berikut :

1. Menyediakan jawaban segera
2. Analisa dengan biaya yang rendah (pendekatan intuitif dengan menggunakan informasi yang tersedia)
3. Komprehensif (mengijinkan untuk pengetahuan yang tidak lengkap dan mudah untuk dimodifikasi sebagai informasi baru yang tersedia)
4. Berperan sebagai alat pendukung keputusan untuk memodelkan alokasi sumber daya
5. Mengidentifikasi dan meletakkan nilai pada keuntungan pengurangan risiko.

Terkadang sulit untuk menentukan pilihan antara analisis kualitatif dan kuantitatif. Sebagian besar teknik pengerjaannya menggunakan angka, yang berarti analisis kuantitatif, tetapi terkadang angka tersebut hanya representasi dari

keyakinan kualitatif. Misalnya analisis kualitatif mungkin menggunakan sejumlah satu, dua, dan tiga untuk menggantikan label rendah, menengah, dan tinggi. Untuk beberapa hal alasan yang cukup untuk memanggil analisis kuantitatif.

Istilah kuantitatif dan kualitatif sering digunakan untuk membedakan jumlah riwayat kegagalan data yang terkait dianalisis dalam model dan jumlah perhitungan matematis yang digunakan dalam jawaban risiko. Sebuah model yang khusus menggunakan riwayat dan frekuensi kadang-kadang disebut sebagai kuantitatif model ini yang menggunakan skala keseluruhan, bahkan menggunakan angka, disebut sebagai kualitatif.

#### 2.2.4 Perhitungan Risiko

Dalam melakukan perhitungan terdiri dari 3 tahap, yaitu :

a. Faktor Probabilitas (*Index Sum*)

Dalam komponen risiko terdapat 4 elemen risiko yang akan diperoleh Nilai Total elemen yaitu dengan cara menjumlahkan skor keempat elemen risiko sebagai berikut :

$$\text{Index Sum} = \text{Third Party Damage} + \text{Corrosion} + \text{Design} + \text{Incorrect Operation} \quad (2.3)$$

b. Konsekuensi Kegagalan (*Leak Impact Faktor*)

Pada faktor dampak kebocoran akan diperoleh angka karakteristik produk berbahaya (*Product Hazard*), *leak Volume*, faktor penyebaran (*Dispersion Faktor*), dan penerima (*Receptor*) . Faktor dampak kebocoran dapat dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$\text{Leak Impact Factor} = PH \times LV \times D \times R \quad (2.4)$$

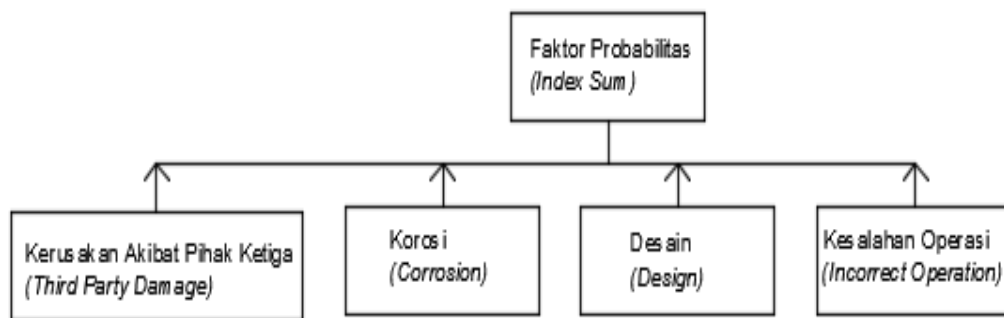
c. Perhitungan Skor Risiko Relatif (*Relative Risk Score*)

Skor risiko relatif dapat dihitung menggunakan formula sebagai berikut :

$$\text{Relative Risk Score} = \frac{\text{Index Sum}}{\text{Leak Impact Factor}} \quad (2.5)$$

#### 2.2.4.1 Index Sum

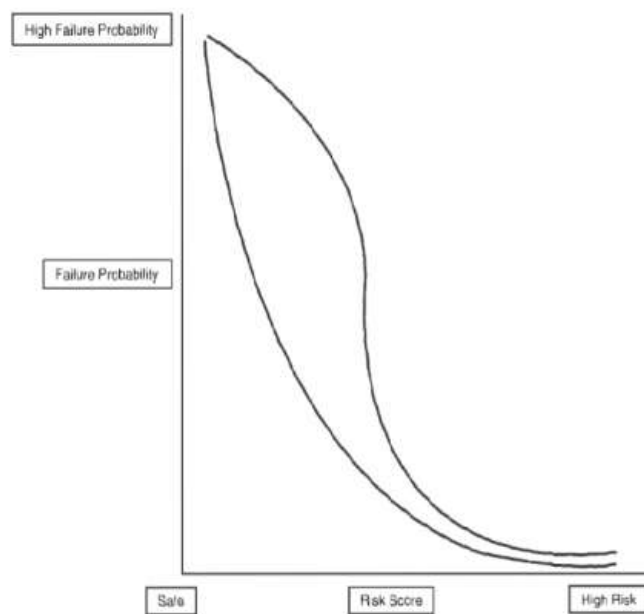
Menurut W. Kent Muhlbaeur, besarnya kemungkinan suatu peralatan atau sistem mengalami kegagalan pada jalur pipa gas dan minyak dapat berasal dari 4 indeks (lihat Gambar 2.2), keempat nilai indeks mewakili probabilitas kegagalan keseluruhan untuk seksi pipa yang dievaluasi. Besarnya kemungkinan tersebut dipengaruhi oleh beberapa faktor yaitu kerusakan akibat pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan operasi.



Gambar 2.1 Diagram Alir *Index Sum* (Muhlbaeur, 2004)

Setiap indeks memiliki bobot tersendiri yang nantinya akan menentukan seberapa besar kemungkinan terjadinya kegagalan yang terjadi pada pipa. Misalnya untuk indeks korosi, sistem yang berada pada daerah yang korosifitasnya tinggi akan mengakibatkan sistem mudah terkorosi yang nantinya akan mengakibatkan sistem tersebut gagal. Masing-masing indeks memiliki faktor dan sub faktor dengan jumlah keseluruhan dari setiap indeks adalah 100, jadi skor maksimum indeks total adalah 400. Semakin kecil skor yang didapat dari proses penilaian risiko maka semakin besar risiko yang terjadi pada pipa. risiko tertinggi dari suatu pipa berdasarkan peluang kegagalan dinyatakan dengan skor 0 sedang risiko terendah dinyatakan dengan skor 400.





Gambar 2.2 Grafik hubungan *Risk Score* dan *Failure Probability*

(Muhlbaeur, 2004)

### 1. *Third Party Damage Index* (Indeks Kerusakan oleh Pihak Ketiga)

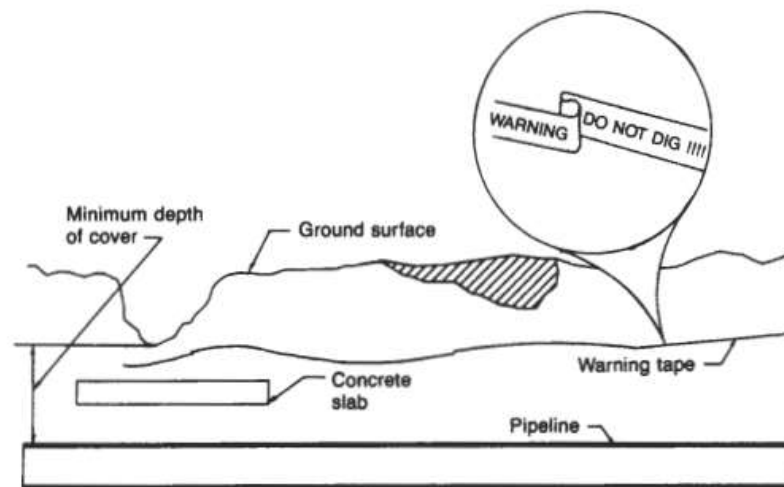
Indeks ini memperhitungkan kemungkinan terjadinya kegagalan akibat adanya pengaruh aktivitas disekitar jalur pipa. Setiap faktor yang termasuk indeks kesalahan pihak ketiga mempunyai tingkat nilai yang berbeda-beda berdasarkan efek yang dihasilkan. Faktor yang termasuk dalam indeks ini adalah sebagai berikut :

**Tabel 2.1** *Third-Party Damage Index* dan skor masing-masing faktor

NO	Indeks Kerusakan Pihak Ketiga	<i>Range Point</i>	Presentase
1	Kedalaman Minimum Pipa	0-20	20%
2	Tingkat aktivitas	0-20	20%
3	Fasilitas Diatas Jalur Pipa	0-10	10%
4	Sistem Tanggap Darurat	0-15	15%
5	Program Edukasi Publik	0-15	15%
6	Kondisi <i>Right of Way</i>	0-5	5%
7	Frekuensi Patroli	0-15	1 5%
	Total Skor	100	100%

a. **Minimum Depth Cover (Kedalaman Minimum Pipa)**

*Minimum depth cover* adalah kedalaman yang terdangkal dari lapisan permukaan tanah. Lapisan permukaan dapat mencegah dan melindungi pipa dari gangguan oleh pihak ketiga. Kedalaman pipa dari permukaan tanah pada batas normal adalah 2.5 ft sampai 3 ft, sesuai persyaratan yang diinginkan oleh Departemen Transportasi Amerika Serikat. Semakin dalam lapisan permukaan, maka semakin tinggi perlindungan yang diberikan dan semakin kompleks lapisan pelindung semakin tinggi pula tingkat keamanan pipa dari gangguan pihak ketiga



Gambar 2.3 *Minimum Depth Cover*

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Penentuan skor berdasarkan formula berikut ini :

$$\text{Skor} = (\text{Ketebalan cover dalam satuan in})/3$$

Bila ada perlindungan tambahan, diberikan nilai tambahan sebagai berikut :

- a. 2 in concrete coating = 8 in lapisan tanah
- b. 4 in concrete coating = 12 in lapisan tanah
- c. Pipa casing = 24 in lapisan tanah

- d. *Concrete slab* = 24 in lapisan tanah
- e. *Warning tape* = 6 in lapisan tanah

**b. Activity Level (Tingkat Aktivitas)**

Gangguan yang diakibatkan oleh pihak ketiga tergantung dari tingkat aktivitas yang dilakukan, semakin padat orang disuatu kawasan biasanya lebih banyak pula kegiatan yang dilakukan, seperti pembuatan pagar, bangunan, sumur, kendaraan yang berlalu-lalang, galian selokan dan lainnya. Banyaknya bangunan tersebut dapat mengganggu pipa yang ditanam, semakin banyak aktivitas yang dilakukan semakin tinggi kemungkinan gangguan yang timbul

Komponen ini memiliki 4 variabel sebagai berikut :

➤ **High level Activity (skor = 0 pts)**

- Kepadatan penduduk klas 3 menurut DOT CFR 192
- Kepadatan penduduk tinggi
- Frekuensi aktifitas pembangunan tinggi
- Frekuensi laporan adanya kegiatan disekitar jalur pipa lebih dari 2 kali dalam seminggu
- Jalur pipa melewati lintasan rel kereta api atau jalan raya
- Banyak fasilitas lain yang ditanam disekitar jalur pipa
- Jalur pipa melewati area pabrik

➤ **Medium level Activity (skor = 8 pts )**

- Kepadatan penduduk klas 2 menurut DOT CFR 192
- Kepadatan penduduk rendah disekitar pipa
- Kegiatan pembangunan jarang
- Frekuensi laporan dibawah 5 kali dalam 1 bulan
- Fasilitas lain yang ditanam disekitar pipa sedikit

➤ **Low level Activity (skor = 15 pts)**

- Kepadatan penduduk klas 1 menurut DOT CFR 192
- Kepadatan penduduk rendah
- Jarang dilakukan laporan (dibawah 10 kali dalam 1 tahun
- Tidak terdapat aktivitas pembangunan selama 10 tahun

➤ **None ( skor = 20 pts)**

- Tidak ada aktivitas berisiko disekitar pipa.

**c. Aboveground Facilities (Fasilitas diatas jalur pipa)**

Fasiitas-fasilitas yang berada diatas permukaan jalur pipa seperti *valve, nozzle, ESV(emergency Shut valve)* sangat memungkinkan akan mendapat gangguan oleh pihak ketiga karena berada di atas permukaan tanah.

Penilaian berdasarkan kategori sebagai berikut :

1. Tidak ada fasilitas diatas permukaan tanah =10 pts
2. Ada fasilitas diatas permukaan tanah
  - Fasilitas berjarak lebih dari 200 kaki dari jalan kendaraan = 5 pts
  - Dipasang pagar kawat keliling dengan jarak 6 kaki = 2 pts
  - Perlindungan dudukan pipa baja 4 in = 3 pts
  - Perlindngan pohon diameter 12 in = 4 pts
  - Perlindungan dengan parit = 3 pts
  - Pemasangan tanda peringatan = 1 pts

**d. Line Locating Procedur (Prosedur Penempatan Jalur Pipa)**

*Line locating program* adalah proses untuk mengidentifikasi lokasi yang tepat untuk memendam *pipeline* dari ancaman kerusakan dari pihak ketiga. Keefektifan *one call sistem* tergantung beberapa faktor :

1. Komunikasi yang efektif (4 pts)
2. Bukti catatan keandalan dan efektifitas pipa (2 pts)
3. Minimum memenuhi standar ULCCA (Penanggulangan bencana) (2 pts)
4. Langkah tanggap yang sesuai pemerintah (5 pts)
5. Peta lokasi dan atributnya (4 pts)
- 6.

**e. Public Education (Pendidikan Masyarakat)**

Program pendidikan kepada orang disekitar jalur pipa sangat penting, karena pada umumnya gangguan dari pihak ketiga disebabkan oleh faktor ketidaktahuan dan ketidaksengajaan, karena masih banyak pekerja yang tidak mengetahui keberadaan jalur pipa tersebut. Program pendidikan ini merupakan salah satu metode untuk menurunkan risiko gangguan yang disebabkan oleh pihak ketiga.

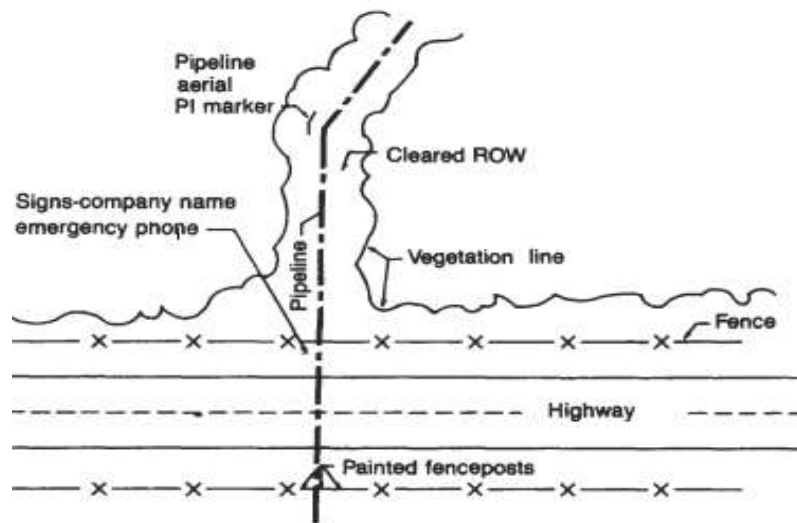
Beberapa karakteristik dan seberapa efektif program pendidikan umum ditunjukkan pada *list* di bawah ini :

1. Penyebaran informasi melalui pos mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa kepada orang sekitar (*mailouts*). (2 pts)
2. Pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan petugas publik (kantor pemerintahan setempat) menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa. (2 pts)
3. Pertemuan tahunan antara Perusahaan dengan kontraktor dan ekskavator lokal menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa. (2 pts)
4. Program penerangan reguler kepada penduduk setempat menyangkut lokasi jalur dan fasilitas jalur pipa. (2 pts)
5. Hubungan dari pintu ke pintu dengan penduduk yang berdekatan. (4 pts)
6. Informasi mengenai lokasi jalur dan fasilitas pipa dikirim melalui pos kepada kontraktor atau ekskavator lokal. (2 pts)
7. Fasilitas pemberitahuan, rambu bahaya, poster tentang bahaya jalur pipa. (1 pts)

**f. Right of Way Condition (Kondisi Jalur Pipa)**

Tanda perlintasan jalur adalah cara untuk mengenali dan mengawasi area sepanjang jalur pipa. Tanda yang jelas dan mudah dikenali akan memudahkan perlindungan dalam membantu deteksi kebocoran, dengan mudah bisa dilihat dari adanya vapor atau tumbuhan mati disekitar daerah yang dilalui pipa atau patrol udara. Semakin mudah

ROW dikenali, maka semakin kecil kemungkinan risiko yang diakibatkan gangguan pihak ketiga.



Gambar 2.4 Kondisi ROW

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Tabel 2.2 Penilaian ROW

a. Daerah sekitar jalur pipa bebas dan tidak terbebani, dapat dilihat dengan jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, marka dan tanda jelas terlihat	Baik sekali	5 pts
b. Daerah sekitar jalur pipa bebas, dapat dilihat jelas dari udara dan dari semua sudut pandang, tetapi marka dan tanda tidak jelas terlihat	Baik	3 pts
c. Row tidak seragam, terdapat rintangan yang menghalangi pandangan di beberapa titik dalam ROW maupun udara dibutuhkan tanda dan marka yang lebih banyak dan jelas	Rata-rata	2 pts
d. Row tertutup pepohonan, daerah sekitar jalur pipa tidak selalu terlihat dari udara, marka dan tanda tidak jelas	Dibawah Rata-rata	1 pts
e. tidak dapat dikenali sebagai jalur pipa dan tidak ada tanda peringatan.	Jelek	0 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

**g. Patrol Frequency (Frekuensi Pemeriksaan Jalur Pipa)**

Frekuensi patrol jalur pipa berperan penting dalam mengantisipasi risiko pipa oleh pihak ketiga. Petugas patrol dapat melakukan tindakan pendeteksian dini adanya kebocoran pipa menggunakan linechecker dengan adanya bau gas, adanya gelembung udara di dalam air pada jalur pipa dan dapat memonitor apabila ada penggalian sebelumnya dengan melihat bekas-bekas di lokasi penggalian di sepanjang jalur pipa. Semakin sering frekuensi patrol dilakukan, semakin kecil kemungkinan terjadinya peningkatan risiko terhadap pipa oleh pihak ketiga. Pembobotannya tergantung kepada frekuensi pemeriksaan, yaitu :

Tabel 2.3 Penilaian Frekuensi Patroli

	Frekuensi Patroli	Point
a.	Patroli dilakukan setiap hari	15 pts
b.	Patroli dilakukan setiap 4 hari per minggu	12 pts
c.	Patroli dilakukan setiap 3 hari per minggu	10 pts
d.	Patroli dilakukan setiap 2 hari per minggu	8 pts
f.	Patroli dilakukan sekali dalam seminggu	6 pts
g.	Patroli dilakukan kurang dari 4 kali per bulan	4 pts
h.	Patroli dilakukan kurang dari 1 kali dalam sebulan	2 pts
i.	Patrol tidak pernah dilakukan	0 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

**2. Corrosion Index (Indeks Korosi)**

Pipa dapat mengalami korosi karena berbagai faktor baik internal maupun eksternal. Misalnya kondisi tanah, cuaca, dan sifat metalurgi dari pipa yang digunakan. Penentuan skor Indeks Korosi adalah sebagai berikut :

Tabel 2.4 Penilaian Indeks Korosi

No	Indeks Korosi	Faktor	Range Point	Presentase
A	Korosi Atmosfer	Ekspos Atmosfer/Sarana	0-5	10 %
		Tipe Atmosfer	0-10	
		<i>Coating</i> /Inspeksi	0-3	
B	Korosi Internal	Korosifitas produk	0-10	20 %
		Proteksi Internal	0-10	
C	Korosi Akibat Pipa Terpendam	Korosifitas Tanah	0-15	70%
		<i>Mechanical Corrosion</i>	0-5	
		Umur Pipa	0-3	
		Test Point	0-3	
		Frekuensi Pembacaan Test point	0-3	
		Gangguan Potensial	0-8	
		Aliran arus listrik ke logam lain yang terpendam	0-4	
		<i>Close Interval Survey</i>	0-8	
		Gangguan AC Power	0-3	
		Inspeksi Internal ( <i>Pigging</i> )	0-8	
		Kondisi <i>Coating</i>	0-10	
	Total Skor		100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)



Pada perhitungan indeks korosi ada 3 kategori yaitu :

**A. *Atmospheric Corrosion* (Korosi Akibat Udara)**

Korosi atmosfer pada dasarnya terjadi perubahan secara kimia didalam pipa, hasil dan interaksi dengan udara dan sebagian besar interaksi biasanya menyebabkan oksidasi logam. Walaupun sebagian pipa ditanam didalam tanah, pipa itu tidak kebal seluruhnya terhadap korosi atmosfer ini. Kondisi berikut yang dapat mempengaruhi bobot penilaian dari kondisi pipa pada lingkungan korosi :

**A1. *Facilities* (Fasilitas/sarana yang ada disekitar jalur pipa)**

- a. Lokasi pipa terletak antara air dan udara (*Splash Zone*). (0 pts)
- b. Pelindung Pipa (*Pipe Casing*). (1 pts)
- c. Penopang Pipa (*Pipe Support*). (2 pts).
- d. Isolasi Pipa (*Insulation*). (2 pts).
- e. Ada pertemuan dengan tanah/udara. (3 pts)
- f. Ada pemaparan lain. (4 pts)
- g. Tidak ada pemaparan dengan atmosferik. ( 5 pts)
- h. Ada lebih dari 1 *detector*. (-1 pts)

**A2. *Atmospheric Type* (Kondisi Udara)**

Sama halnya dengan udara/air, tanah/angin bisa menjadi tajam dari sudut korosi. Ketajaman ini disebabkan oleh potensi penyerapan uap air atas pipa, pergerakan tanah karena perubahan kandungan kelembaban, pendinginan dan sebagainya dapat merusak lapisan pipa. Penilaian sebagai berikut :

- a. Ada industri kimia dan letaknya dekat dengan laut = 0 pts
- b. Ada industri kimia dan kelembaban tinggi = 0.5 pts
- c. Letaknya dekat laut, rawa dan pesisir pantai = 0.8 pts
- d. Kelembaban tinggi, temperatur tinggi = 1.2 pts
- e. Ada industri kimia dan kelembaban rendah = 1.6 pts
- f. Kelembaban rendah dan temperatur rendah = 2 pts
- g. Tidak terpapar atmosfer = 2 pts

### A3. Coating

Dengan melakukan program inspeksi berkala yang baik dan terencana akan mengurangi risiko korosi. Kemungkinan terjadinya korosi akan cepat terdeteksi.

Secara umum evaluasi kualitatif, setiap komponen dapat dinilai pada 4 skala poin :

- |    |                       |       |
|----|-----------------------|-------|
| a. | <i>Good</i> (Baik)    | 3 pts |
| b. | <i>Fair</i> (Cukup)   | 2 pts |
| c. | <i>Poor</i> (Buruk)   | 1 pts |
| d. | <i>Absent</i> (Absen) | 0 pts |

**Coating** adalah lapisan yang tepat dan berkualitas sesuai dengan persyaratannya.

- *Good* : Lapisan yang digunakan berkualitas tinggi dan sesuai dengan lingkungan.
- *Fair* : Lapisan yang digunakan memadai tetapi tidak dirancang untuk lingkungan tertentu.
- *Poor* : Lapisan digunakan tetapi tidak cocok untuk lingkungan yang ada
- *Absent* : Tidak digunakan lapisan

**Aplication** adalah pertimbangan proses penggunaan lapisan dan syarat-syarat kualitas yang diperhatikan pada pre-cleaning, ketebalan lapisan dan faktor lingkungan seperti suhu, kelembaban. Debu serta proses pembuatannya.

- *Good* : Spesifikasi yang digunakan dengan rinci, memperhatikan semua aspek penggunaan dan sistem kontrol kualitas yang digunakan tepat.
- *Fair* : Penggunaan tepat, tetapi tanpa supervise atau control kualitas
- *Poor* : Penggunaan berkualitas rendah dan sembarangan
- *Absent* : Penggunaan tidak tepat, tahap-tahap yang diabaikan dan lingkungan tidak terkontrol

**Inspeksi** adalah menilai program inspeksi mengenai ketepatan waktu program inspeksi

- *Good* : Inspeksi bersifat formal, khusus dilakukan waktu ketelitian program inspeksi
- *Fair* : Inspeksi dilakukan secara informal dan rutin oleh orang yang memenuhi syarat untuk pekerjaan tersebut
- *Absent* : Inspeksi tidak dilakukan

***Correction of Defect*** adalah menilai program dari syarat-syarat perbaikan kerusakan yang mencakup ketelitian dan ketepatan waktu

- *Good* : Ada laporan kerusakan lapisan yang didokumentasikan dengan segera dan mempunyai jadwal untuk perbaikan
- *Fair* : Kerusakan-kerusakan lapisan dilaporkan secara informal dan diperbaiki pada waktu yang kosong
- *Poor* : Kerusakan-kerusakan lapisan tidak dilaporkan secara konsisten atau diperbaiki
- *Absent* : Kecil atau tidak ada perhatian yang diberikan pada kerusakan-kerusakan lapisan

#### **B. Internal Corrosion (Internal Korosi)**

Korosi internal ini disebabkan oleh reaksi antara dinding pipa bagian dalam dengan produk yang dialirkan. Aktivitas korosi terjadi akibat tingkat korosifitas produk yang dialirkan bercampur dengan zat pengotor seperti air laut tercampur di aliran gas alam lepas pantai. Gas alam (methane) tidak membahayakan baja, tetapi adanya zat-zat pengotor seperti asam fluida (H<sub>2</sub>S), mikroorganisme, karbon dioksida (CO<sub>2</sub>), dan sebagainya yang berpotensi mengakibatkan korosi. Dalam bentuk sederhana penilaian risiko berdasarkan korosi internal dapat didasarkan pada hal berikut :

### B1. Tingkat korosifitas dari produk yang dialirkan(*Product Corrosivity*)

Risiko dapat timbul jika produk yang dialirkan bersifat *incompatible* dengan material pipa yang digunakan, maka pipa mudah korosi. Penilaian sebagai berikut :

Tabel 2.5 Penilaian *Product Corrosivity*

a.	<i>Strongly Corrosive</i>	Sangat korosif sangat mungkin menyebabkan korosi dengan cepat	0 pts
b.	<i>Mindly Corrosive</i>	Sedang, korosi terjadi secara lambat	3 pts
c.	<i>Corrosive only under special condition</i>	Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab korosi masuk kealam produk	7 pts
d.	<i>Never Corrosive</i>	Tidak pernah korosif	10 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### B2. Proteksi Internal (*Internal Protection*)

Dalam operasinya produk yang dialirkan pipa mengangkut zat pengotor yang mudah terkena serangan korosi akibat zat kimia. Dalam kasus ini, perlu diambil tindakan-tindakan untuk mengurangi atau menghilangkan kerusakan tersebut.

Berikut penilaian proteksi internal pada korosi internal :

Tabel 2.6 Penilaian *internal protection*

<i>None</i>	Tidak ada tindakan pencegahan untuk menurunkan korosi internal	0 pts
<i>Internal Monitoring</i>	Ada monitoring internal dengan <i>probe</i> dan <i>coupon</i>	2 pts
<i>Inhibitor Injection</i>	Korosif hanya pada kondisi tertentu yaitu jika ada komponen penyebab	4 pts

	korosi masuk kedalam produk	
Tidak dibutuhkan	Tidak dibutuhkan pencegahan internal	10 pts
<i>Internal Coating</i>	Lapisan internal ( <i>coating internal</i> ) pada bagian dalam pipa dengan material yang diciptakan khusus pencegah korosi	5 pts
<i>Operational Measure</i>	Tindakan operasional yang digunakan untuk mencegah kotoran-kotoran dari produk yang menyebabkan korosi dengan menggunakan sistem dehidrasi atau filter	3 pts
<i>Pigging</i>	Pembersihan kotoran didalam pipa dengan memasukkan suatu alat (pig) kedalam pipa bersama dengan aliran produk	3 Pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### **C. *Subsurface Corrosion* (Korosi Pipa di bawah Permukaan Tanah)**

Komponen ini hanya bagi pipa yang menggunakan bahan logam yang ditanam dalam tanah. Beberapa mekanisme korosi dapat bekerja dalam kasus pipa yang terpendam. Logam-logam mempunyai perbedaan pada elektron negatifnya dan pada suatu kejadian, logam akan mempunyai sedikit perbedaan listrik negatif yang menyebabkan korosi. Faktor-faktor yang dapat mempengaruhi tingkat korosi didalam tanah adalah :

#### **C1. *Subsurface Environment* (Kondisi Lingkungan dibawah Permukaan)**

- ***Soil Resistivity* (Tingkat resistivitas tanah)**

Salah satu faktor yang mempengaruhi kondisi lingkungan dibawah permukaan pada pipa yang tertanam di tanah adalah resistivitas tanah. Semakin rendah resistivitas tanah maka semakin tinggi korosifitas tanah

tersebut. Resistivitas tanah merupakan ukuran bagaimana aliran listrik mengalir sehingga proses korosi dapat berlangsung.

Tabel 2.7 penilaian *soil corrosivity*

a.	Potensi korosi tinggi (<500 ohm-cm tanah)	0 pts
b.	Potensi korosi sedang (500-10,000 ohm-cm tanah)	2 pts
c.	Potensi korosi rendah (>10,000 ohm-cm tanah)	4 pts
d.	Tidak diketahui	0 pts
e.	Situasi khusus yaitu aktivitas mikro organism tinggi atau rendah	-1 pts

(Sumber : Muhlbauer,2004)

- ***Mechanical Corrosion (Korosi Mekanik)***

Faktor yang berkontribusi dalam hal ini adalah tekanan dan kondisi lingkungan tanah. Presentasi *tensile stress* atau MAOP berdasarkan perbandingan antara tekanan operasi yang terjadi dan MAOP. Kemudian faktor lingkungan tanah didapat dari penjumlahan faktor eksternal (resistivitas tanah) dan faktor internal (korosifitas produk).

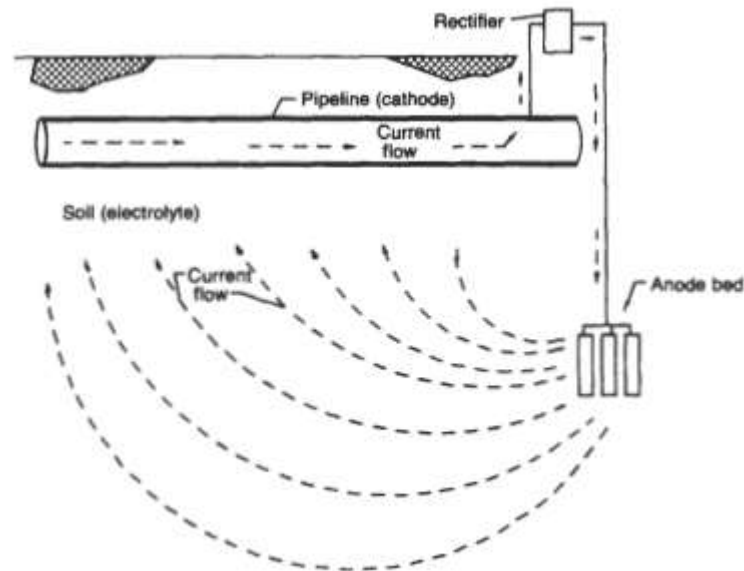
Tabel 2.8 Penentuan skoring hubungan antara MAOP dan Nilai *Environment*

<i>Environment</i>	% MAOP			
	0-20%	21-50%	51-75 %	>75%
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Cathodic Protection (Proteksi Katodik)***

Sistem ini memberikan perlindungan pada pipa melalui mekanisme stasiun meter sel galvanis, dimana aliran elektron mengalir dari suatu anoda melalui tanah sebagai media elektrolitnya. Dimana pipa berperilaku sebagai katoda, sehingga pipa terlindungi dari korosi. Sistem yang penting adalah *rectifier* yang akan memberikan gaya dorong terhadap perlindungan pipa. Sistem lainnya adalah menggunakan anoda korban, dimana arus dan potensialnya bukan berasal dari sumber lain namun berdasarkan dari perbedaan keelektronegatifan antara katoda dan anoda.



Gambar 2.5 Proteksi katodik pada pipa dengan sistem arus paksa

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Age of Sistem (Umur Pipa)***

Pada umumnya pipa didesain dalam jangka waktu 30 sampai 50 tahun. Proses perubahan material pada bahan pipa akan terlihat setelah pipa tersebut terpendam selama beberapa tahun

Tabel 2.9 Penilaian umur pipa

a.	Usia pipa 0-5 tahun	3 pts
b.	Usia pipa 5-10 tahun	2 pts
c.	Usia pipa 10-20 tahun	1 pts
d.	Usia pipa > 20tahun	0 Pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Test Leads (Lead Box)***

*Test Lead* merupakan metode untuk memonitor keefektifan sistem proteksi katoda. Melalui *test lead* dapat dilakukan pengukuran dengan voltmeter dan elektroda pembanding untuk mengetahui potensial pipa terhadap tanah. Hasil pengukuran akan menunjukkan besar perlindungan pipa.

Tabel 2.10 Penilaian tes point

a.	Tes poin dengan jarak <1 mil	3 pts
b.	Tes poin dengan jarak 1-2 mil	2 pts
c.	Tes poin dengan jarak >2 mil	0 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Frekuensi pembacaan tes point berdasarkan interval waktu :

Tabel 2.11 Penilaian frekuensi pembacaan tes point

a.	Dibawah 6 bulan	3 pts
b.	Antara 6 bulan-1 tahun	2 pts
c.	Diatas 1 tahun	1 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Close Internal Potensial Survey (CIPS)***

*Close Internal Potensial Survey* adalah teknik untuk mengetahui gambaran keseluruhan di sepanjang jalur pipa. Teknik ini memberikan profil potensial pipa terhadap tanah di sepanjang jalur pipa karena pembacaan dilakukan setiap 2-15 ft. *Close Internal Potensial Survey*



*menginformasikan* lokasi-lokasi terdapatnya interferensi baik yang berasal dari pipa logam lain, interferensi karena adanya casing, lokasi dimana sistem proteksi katoda tidak bekerja dengan baik, sampai lokasi yang terdapat cacat *coating*.

Tabel 2.12 Penilaian *Close Interval Survey*

Survey dilakukan terakhir pada tahun ini	8 pts
Survei dilakukan terakhir 2 tahun lalu	7 pts
Survei dilakukan terakhir 3 tahun lalu	5 pts
Dan seterusnya	

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Interference Potential (Gangguan Potensial)***

Berdasarkan standar NACE SP 0169 tentang “*Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Sistem*” desain suatu sistem katodik proteksi dikatakan melindungi suatu struktur jika nilai potensial proteksinya -850 mV sampai -1150 mV dengan penilaian sebagai berikut :

Potensi memenuhi kriteria	8 pts
Potensial tidak memenuhi kriteria	0 pts

- ***Current Flow Other Burried Metal (Aliran listrik ke logam lain yang terendam)***

Kehadiran pipa lain disepanjang jalur pipa yang terpendam merupakan potensi risiko. Logam lain yang terpendam dapat menyebabkan hubungan pendek atau interferensi dengan sistem proteksi katoda. Pada kondisi dimana tidak dipasang proteksi katoda, maka kehadiran pipa lain menyebabkan timbulnya mekanisme sel galvanis. Bahaya akan timbul bila pipa logam lain memiliki elektronegatifitas yang lebih tinggi, maka jalur pipa utama menjadi anoda dan proses korosi terjadi.

Tabel 2.13 Penilaian *Current flow other buried metal*

Tidak ditemukan	4 pts
1-10 kali ditemukan	2 pts
11-25 kali ditemukan	1 pts
>25 kali	0 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***AC Interference* ( Potensi untuk terjadinya penyimpangan aliran listrik karena berdekatan dengan *AC Induced Current*.**

Pipa yang berada dekat fasilitas transmisi AC power (transmisi listrik) dapat menimbulkan medan magnet dan medan listrik yang menyebabkan pipa menjadi bermuatan. Pipa bermuatan listrik selain berbahaya terhadap sistem pipa, juga berbahaya bagi manusia bila terjadi kontak antara transmisi listrik dengan pipa. Risiko yang terjadi tergantung dari jarak transmisi listrik dengan pipa, bobot risiko ditentukan oleh jarak dan ada tidaknya pencegahan yang dilakukan.

Tabel 2.14 Penilaian *AC Interference*

a.	Tidak ada AC power (tenaga listrik) pada jarak < 1000 kaki	3 pts
b.	Tenaga listrik dekat dengan pipa tetapi tidak ada tindakan pencegahan yang digunakan untuk melindungi pipa	2 pts
c.	Tenaga listrik dengan pipa, tidak ada tindakan pencegahan yang dilakukan	0 Pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- ***Coating (Kondisi Pelapis)***

Pelapis pipa biasanya adalah gabungan dari dua atau lebih lapis bahan. Pelapis harus dapat menahan beberapa kerusakan mekanis dari

konstruksi awal dari pergerakan tanah dan dari perubahan suhu. Sistem pelapis yang khas termasuk aspal, *polyethylene*, *epoxy*, *tar*, dan *wrap*.

### 3. *Design Index* (Indeks Desain)

Desain meliputi masalah teknis dan kondisi lingkungan. Desain teknik meliputi kekuatan pipa, ketebalan pipa, tekanan operasi, daya tahan terhadap korosi baik internal maupun eksternal, faktor fisik, dan faktor keselamatan. Sedangkan kondisi lingkungan yang menjadi bahan pertimbangan antara lain potensi tanah terhadap longsor, pergerakan dan patahan lapisan tanah. Desain indeks memiliki 5 variabel yaitu :

Tabel 2.15 indeks Desain dengan poin dan bobot nilai

NO	Indeks Desain	<i>Range Point</i>	Presentase
A	Faktor Keselamatan	0-35	35%
a.1	Faktor Keselamatan Pipa		
a.2	Faktor Sistem Keselamatan		
B	<i>Fatigue</i>	0-15	15%
C	Potensial Sentakan	0-10	10%
D	Verifikasi Integritas	0-25	25%
E	Pergerakan Tanah	0-15	15%
	Total Skor	0-100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### A. *Safety Faktor* (Faktor Keselamatan)

##### A1. *Pipe safety Faktor* (Faktor Keselamatan Pipa)

Faktor ini untuk melihat sejauh mana sistem keselamatan pipa ditinjau dari besarnya perbandingan antara ketebalan aktual pipa dengan ketebalan desain pipa. Perbandingan ini dinyatakan dalam  $t$ . Semakin besar  $t$  maka semakin bagus sistem keselamatan pipa.

Tabel 2.16 Daftar skor berdasarkan pada ketebalan dinding pipa

T	Point
<1.0	-10 ( <i>Warning</i> )
1.0-1.1	3.5
1.11-1.20	7
1.21-1.40	14
1.41-1.60	21
1.01-1.80	28
>1.81	35

t adalah t aktual/ t desain, untuk mendapatkan *point value* menggunakan formula :

$$(t - 1) \times 35 \quad (2.6)$$

#### **A2. Sistem Safety Factor (Faktor Sistem Keselamatan)**

Pertimbangan pada komponen ini yaitu perbedaan antara tekanan desain dan tekanan operasi. Yang menggambarkan perbandingan antara %MAOP dan tekanan operasi. Apabila rasio sama dengan 1, berarti tidak ada sistem keselamatan yang diterapkan. Bila rasio lebih kecil dari 1, berarti sistem keselamatan yang ada dianggap gagal. Bila rasio lebih besar dari 1, berarti sistem keselamatan dioperasikan dibawah standar tekanan MAOP pipa tersebut. Presentase MAOP mencerminkan tekanan rata-rata dari komponen yang paling lemah. Apabila pernah tercapai MAOP, maka sistem keselamatan yang ada dianggap gagal. (Muhlbaeur, 2004).

Untuk persamaan lebih sederhana dapat digunakan persamaan berikut :

$$(t - 1) \times 35 \quad (2.7)$$

Tabel 2.17 Daftar skor berdasarkan pada desain rasio

Rasio	Point
2.0	35 pts
1.75-1.99	28 pts
1.5-1.74	21 pts
1.25-1.49	14 pts
1.10-1.24	7 pts
1.00-1.09	0 pts
<1.00	-10 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### B. *Fatigue Factor* (Faktor Kelelahan)

Pada penelitian ini, peneliti tidak menentukan kegagalan karena kelelahan, tetapi hanya menentukan besarnya %MAOP yang pernah terjadi dan siklus tekanan yang dapat mempengaruhi terjadinya kelelahan pada pipa. Penilaian pada fackor kelelahan ditentukan 2 variabel yaitu %MAOP dan *lifetime cycles*.

Tabel 2.18 Penilaian kegagalan akibat *fatigue*

%MAOP	<i>Lifetimes Cycles</i>				
	<10 <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> -10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	10 <sup>5</sup> -10 <sup>6</sup>	>10 <sup>6</sup>
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### C. *Surge Potential (Potensial Gelombang)*

Potensial gelombang adalah tekanan fluida terhadap jalur pipa, akibat aliran fluida.. Jumlah masa fluida yang mengalir dan besarnya energi kinetik yang timbul, terutama bila terjadi perubahan massa secara tiba-tiba. Potensial gelombang dinyatakan melalui perubahan tekanan gelombang yang lebih besar dari 10% MAOP. (Muhlbaur, 2004).

Tabel 2.19 Penilaian *Surge Potential*

a.	<i>High Probability</i>	Apabila dalam pengoperasian sistem (devices, equipment, fluida velocity) dapat menimbulkan <i>pressure surge</i>	0 pts
b.	<i>Low Probability</i>	Apabila fluid velocity dapat mengakibatkan <i>pressure surge</i> , namun sistem ( <i>surge tank, relief, valve, slow valve cloures</i> ) dapat meredam kemungkinan terjadinya <i>pressure surge</i>	5 pts
c.	<i>Imposible</i>	Kondisi dimana sistem tidak mempunyai potensi terjadinya <i>pressure surge</i>	10 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### D. *Integrity Verification*

Pada verifikasi integritas mengacu pada sitem *hyrostatic test*. Hidrostatik tes adalah tes tekanan dalam jalur pipa yang diisi dengan air, kemudian ditekan sampai nilai tekanan yang telah ditetapkan dan tekanan tersebut ditahan selama waktu yang telah ditentukan. Semakin terakhir tes dilakukan maka efektifitas tes hidrostatik semakin dianggap baik. (Muhlbaur, 2004)

Perhitungan skor dapat dilakukan sebagai berikut :

- Menghitung H, dimana H adalah Tekanan tes/MAOP (Skor maks = 15 pts)

Tabel 2.20 Penilaian *Integrity Verification*

a.	$H < 1.10$ ( $1.10 =$ tekanan tes 10% diatas MAOP)	0 pts
b.	$1.11 < H < 1.25$	5 pts
c.	$1.26 < H < 1.40$	10 pts
d.	$H > 1.41$	15 Pts

(Sumber : Muhlbauer,2004)

Atau menggunakam rumus :

$$(H - 1) \times 30 \quad (2.8)$$

- Berdasarkan waktu sejak tes terakhir (skor maks = 10 pts)

Tes terakhir 4 tahun yang lalu	6 pts
Tes terakhir pada 11 tahun yang lau	0 pts

#### E. *Land Movement* (Pergerakan Tanah)

Kondisi pergerakan tanah tertentu mungkin mempengaruhi tekanan pipa. Gerakan tanah yang tiba-tiba dengan sangat kuat atau dalam waktu yang lama, dapat mempengaruhi desain pipa, pada saat penentuan desainm kemungkinan pengaruh pergerakan tanah ini ditentukan berdasarkan kondisi tanah masa lampau dan kondisi saat ini.

Tabel 2.21 Penilaian Pergerakan tanah

a.	Tinggi	Tanah yang selalu berubah	0 pts
b.	Sedang	Kondisi tanah yang jarang berubah	2pts
c.	Rendah	Tanah yang jarang sekali terjadi pergerakan	6 pts
d.	Tidak bergerak	Tidak terjadi pergerakan	10 pts
e.	Tidak diketahui		0 pts

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Tindakan koreksi dapat dilakukan dengan pembuatan sistem drain, untuk menambah skor sebagai berikut :

Monitoring setiap tahun	Skor +1 pts
Monitoring secara kontinyu	Skor +2 pts
Stress reveling	Skor +3 pts

#### 4. *Incorrect Operation Index* (Indeks Kesalahan Operasi)

Kesalahan operasi dapat terjadi pada tahap desain, operasi, dan pemeliharaan. Indeks kesalahan operasi akan menentukan potensi kemungkinan terjadinya kesalahan manusia dalam pengoperasian pipa. Pembahasan risiko pada indeks ini umumnya terbatas pada kesalahan operator. Komunikasi yang baik antara operator yang menjalankan sistem dapat mencegah atau mengurangi terjadinya kecelakaan. Meskipun human error adalah aspek risiko yang paling penting, tetapi human error adaah aspek yang paling susah untuk dihitung. *Safety professional* menekankan bahwa identifikasi pada perilaku manusia yang tidak benar kemungkinan menjadi kunci untuk memecahkan masalah pencegahan kecelakaan.

Pada indeks kesalahan operasi terdapat 4 faktor yaitu :



### A. *Design* (Tahap Desain)

Sebelum tahap pembuatan rancangan dilakukan, perlu dilakukan beberapa hal berikut :

Tabel 2.22 Daftar skor pada tahap desain

	<b>Items</b>	<b>Point</b>
<b>A</b>	<b>Desain</b>	<b>0-30</b>
<b>A1</b>	<b>Identifikasi bahaya</b>	<b>0-4</b>
<b>A2</b>	<b>Potensial MAOP</b>	<b>0-12</b>
	a. Rutin	0
	b. Jarang terjadi	5
	c. Sangat jarang terjadi	10
	d. Tidak mungkin terjadi	12
<b>A3</b>	<b>Sistem Keselamatan Pipa</b>	<b>0-10</b>
	a. Tidak ada sistem keselamatan pipa	0
	b. Ada hanya 1 tingkat	3
	c. Ada hanya 2 atau lebih dari satu tingkat	6
	d. Hanya observasi	1
	e. Observasi dan Kontrol	3
	f. Tidak ada dan tidak ada keterlibatan	-2
	g. Tidak diperlukan sistem keselamatan	10
<b>A4</b>	<b>Seleksi material pipa</b>	<b>0-2</b>
<b>A5</b>	<b>Tindakan pengecekan</b>	<b>0-2</b>

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### B. *Construction* (Tahap Konstruksi)

Penilaian terhadap konstruksi terdiri dari 6 kategori antara lain :

- a. Inspeksi = 10 pts
- b. Material = 2 pts
- c. Penyambungan = 2 pts
- d. *Backfill* = 2 pts

- e. *Handling* = 2 pts
- f. *Coating* = 2 pts

### **C. *Operation* (Tahap Pengoperasian)**

Pada tahap pengoperasian, faktor kesalahan manusia oleh tindakan yang kurang tepat cukup besar. Program yang dapat dilakukan untuk menekan risiko pada operasi antara lain :

- Adanya prosedur kerja yang menyangkut kegiatan operasi pipa dan tersedia di lapanga serta diketahui oleh seluruh pekerja. (7 pts)
- *Adanya Supervisory Control and Acquistion (SCADA)* . (3 pts)
- Adanya program tes ketergantungan obat-obat terlarang. (2 pts)
- Adanya program keselamatan kerja. (2 pts)
- Adanya program pelatihan. (10 pts)
- Adanya alat pencegah kesalahan mekanik. (7 pts)

### **D. *Maintenance* (Tahap Pemeliharaan)**

*Pada* variabel ini dievaluasi kelengkapan sitem pencatatan pemeliharaan yang dilakukan. Sistem penjadwalan pemeliharaan dan kelengkapan prosedur pemeliharaaa yang dilaksanakan sebagai berikut :

- Dokumentasi . (2 pts)
- Jadwal Pemeliharaan. (3 pts)
- Prosedur-prosedur pemeliharaan. (10 pts)

#### **2.2.4.2 *Leak Impact Faktor* (Faktor Dampak Kebocoran)**

Perhitungan dampak kebocoran bertujuan untuk menyatakan besarnya akibat yang akan ditimbulkan bila terjadi kegagalan atau kebocoran pipa. Dalam analisis atau perhitungan yang dilakukan pada konsekuensi berbeda dengan peluang kegagalan, dimana pada peluang semakin tinggi skor semakin rendah risiko yang dialami pipa, sementara pada konsekuensi kegagalan semakin tinggi skor menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi. Terdapat 4 faktor yang mempengaruhi terhadap besarnya dampak bila terjadi kebocoran jalur pipa yaitu:

1. *Product Hazard* (Bahaya produk)

- *Acute Hazard*
- *Cronic hazard*

2. *Leak/Spill Volume*

3. *Dispersion* (Penyebaran)

4. *Receptor*

Sehingga bisa diketahui besarnya nilai dari kebocoran (*Leak Impact Faktor*) dari keempat faktor diatas adalah :

$$\text{LIF} = \text{PH} \times \text{LV} \times \text{D} \times \text{R}$$

Dimana,

LIF = *Leak Impact Faktor*

PH = *Product Hazard*

LV = *Leak Volume*

D = *Dispersion*

R = *Receptor*

**A. *Product Hazard* (Bahaya Produk)**

Salah satu faktor utama dalam menentukan sifat *hazard* adalah karakteristik dari produk yang dialirkan. Pada saat mempelajari pengaruh dari kebocoran pipa, maka dilakukan perbedaan antara bahaya akut (*Acute Hazard*) dan bahaya kronis (*Cronic Hazard*).

**1. Bahaya Akut (*Acute Hazard*)**

Bahaya akut adalah bahaya yang terjadi secara tiba-tiba, sehingga memerlukan perhatian yang cepat untuk mengatasi bahaya tersebut. Contoh bahaya ini adalah kebakaran, ledakan, dan bahan beracun. Setiap produk yang dialirkan harus diketahui karakteristiknya mengenai sifat mudah terbakar (*flammability*) (Nf), sifat reaktif (*reactivity*) (Nr), dan sifat beracun (*toxicity*) (Nh) agar bisa dinilai bahaya akutnya. Pda penilaian risiko ini menggunakan skala yang dikeluarkan oleh NFPA (*National Fire Prevention Association*)

- **Flammability (Nf)**

Kebanyakan hidrokarbon mempunyai kemampuan terbakar (*Flammability*). Sebagai indikator bisa diketahui dari titik nyala api (*flashpoint*) dan titik didih (*boiling point*). Berikut ini besarnya Nf sesuai standard NFPA :

Tabel 2.23 Besar Nf standard NFPA

Non combustible	Nf = 0
FP > 200° F	Nf = 1
100° F < FP < 200° F	Nf = 2
FP < 100°F dan BP < 100° F	Nf = 3
FP < 73°F dan BP < 100° F	Nf = 4

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- **Reactivity (Nr)**

Material yang akan dialirkan melalui pipa perlu diperhatikan apakah mempunyai sifat yang tidak stabil atau reaktif pada kondisi tertentu. Nilai ini disebut nilai *reactivity* (Nr) yang harus dimasukkan dalam penilaian bahaya suatu produk. Berikut ini besarnya Nr sesuai standar NFPA :

Tabel 2.24 Besar Nr sesuai standard NFPA

Stabil walau terbakar dan tidak bereaksi dengan air	Nr = 0
Reaktif ringan pada pemanasan dengan tekanan	Nr = 1
Kereaktifan berpengaruh nyata bahkan tanpa pemanasan	Nr = 2
Kemungkinan meledak dengan pembatasan	Nr = 3
Kemungkinan meledak tanpa pembatasan	Nr = 4

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

- **Toxicity (Nh)**

Material yang akan dialirkan melalui pipa perlu diperhatikan juga bahaya terhadap tingkat kesehatan manusia. Besarnya Nr sesuai standar NFPA adalah :

Tabel 2.25 Besar Nr sesuai standard NFPA

Tidak ada risiko kesehatan	Nh = 0
Hanya luka kecil	Nh = 1
Memerlukan tindakan medis untuk menghindari sakit sementara	Nh = 2
Meyebabkan luka serius	Nh = 3
Menyebabkan kematian atau luka serius pada paparan yang singkat	Nh = 4

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

## 2. Bahaya kronis (*Cronic Hazard*)

Bahaya kronis adalah penyebaran (dispersi) dalam jangka panjang dari produk yang bisa menyebabkan kontaminasi lingkungan dan efek kesehatan bila terjadi kebocoran. *Comprehensive Environmental Response Compensation and Liability Act (CERCLA)* mengembangkan perancangan untuk dapat menentukan nilai dari bahaya kronis. Adanya nilai RQ (*Reportable spill Quantity*) akan digunakan untuk menentukan poin bahaya kronis. Semakin kecil poin RQ, maka menunjukkan ancaman yang paling besar.

Tabel 2.26 Pelepasan produk berdasarkan nilai RQ

RQ(ibs)	Point
None	0
5000	2
1000	4
100	6
10	8
1	10

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

Untuk lebih jelas tentang jenis fluida dengan pengaruh terhadap kerusakan pipa dan nilai yang diperoleh dari setiap jenis fluida dapat dilihat pada tabel 2.27.

Tabel 2.27 Penilaian sifat fluida yang dialirkan

<b>Produk</b>	<b>Titik didih (F)</b>	<b>Bahaya Racun (Nh)</b>	<b>Bahaya Kebakaran (Nf)</b>	<b>Bahaya reaktivitas (Nr)</b>	<b>Bahaya Kronik (RQ)</b>
<i>Benzene</i>	176	2	3	0	8
<i>ButadieneButane</i>	24	2	4	2	10
<i>Butane</i>	31	1	4	0	2
<i>Carbon Monoxide</i>	-314	2	4	0	2
<i>Chlorine</i>		3	0	0	8
<i>Ethane</i>	-128	1	4	0	2
<i>Ethyl Alcohol</i>	173	0	3	0	4
<i>Ethyl benzene</i>	277	2	3	0	4
<i>Ethyene</i>	-155	1	4	2	2
<i>Ethylene Glycol</i>	387	1	1	0	6
<i>Fuel Oil</i>	304-574	0	2	0	6
<i>Gasoline</i>	100-400	1	3	0	6
<i>Hydrogen</i>	-422	0	4	0	0
<i>Hydrogen Sulfide</i>	-76	3	4	0	6
<i>Isobutane</i>	11	1	4	0	2
<i>Isopentane</i>	82	1	4	0	6
<i>Jet Fuel B</i>		1	3	0	6
<i>Jet Fuel A &amp; AI</i>		0	2	0	6
<i>Kerosene</i>	304-574	0	2	0	6
<i>Methane</i>	-259	1	4	0	2
<i>Mineral Oil</i>	680	0	1	0	6
<i>Naphthalene</i>	424	2	2	0	6
<i>Nitrogen</i>		0		0	0
<i>Petroleum-Crude</i>		1	3	0	6
<i>Propane</i>	-44	1	4	0	2
<i>Propylene</i>	-53	1	4	1	2
<i>Toluene</i>	231	2	3	0	4
<i>Vinyl Chloride</i>	7	2	4	1	10
<i>Water</i>	212	0	0	0	0

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

## B. Leak Volume

*Leak Volume* adalah fungsi dari *leak rate*, *reaction time*, dan *facility capacities*. Hal ini adalah faktor penentu utama dari kerusakan pada receptor dengan asumsi bahwa ukuran daerah *hazard proporsioanal* terhadap *spill size*. Asumsi ini adalah permodelan sementara dan tidak mencakup secara akurat untuk skenario. Penilaian *leak volume* berdasarkan *flowrate* pada produk yang mengalami kebocoran. Untuk fluida yang kompresibel, perhitungan untuk aliran yang melalui lubang dapat digunakan untuk memperkirakan *flow rate* yang keluar dari pipa, berdasarkan tabel dibawah ini :

Tabel 2.28 *Leak Volume Scores based on normalized Flow Rate Value*

No	Flow Rate (kg/s)	Scores
1	<5	0.2
2	5-20	0.4
3	20-35	0.6
4	35-50	0.8
5	>50	1

Untuk fluida yang kompresibel, perhitungan pada aliran yang melalui lubang dapat digunakan untuk memperkirakan laju aliran yang keluar pada pipa, dengan rumusan sebagai berikut :

$$q = YCA \sqrt{\frac{(2g)144\Delta p}{\rho}} \quad (2.9)$$

Dimana,

Y = faktor ekspansi (biasanya berkisar antara 0.65 – 0.95)

A = area percabangan pada pipa (ft<sup>2</sup>).

C = koefisien aliran (0.9 – 1.2).

G = percepatan gravitasi (32.2 ft/sec per second).

ΔP = perubahan tekanan pada percabangan pipa (psi).

P = berat jenis fuida (lb/ft<sup>3</sup>)

### C. Penyebaran (*Dispersion*)

Penyebaran dari produk yang bisa menyebabkan kontaminasi dengan lingkungan bila terjadi kebocoran pipa.

Bahaya paling utama pada pipa penyalur adalah kebocoran (*leaks*). Bila tidak diantisipasi dapat menimbulkan kebakaran dan keracunan. Kebakaran merupakan perhatian dari segi keselamatan (*safety*) sedangkan keracunan merupakan perhatian lingkungan. Jika kebocoran terjadi pada saluran pipa gas, dimana gas memiliki tingkat kebebasan lebih dari pada *liquid* maka akan lebih cepat menyebar. Gas yang mudah terbakar akan menjadikan oksigen sebagai pelarut sehingga menghasilkan campuran yang mudah terbakar. Gas beracun mungkin dapat dengan cepat dikurangi menjadi level yang aman seiring dengan penurunan konsentrasi.

Daerah *hazard* ditentukan berdasarkan jarak dari titik pelepasan pipa pada kerusakan signifikan yang dapat terjadi menuju ke *receptors*. Karena itu, daerah *hazard* seringkali sebagai fungsi dari seberapa jauh potensial *thermal* dan *overpressure effect* meluas dari titik pelepasan. *Dispersion* dinilai berdasarkan pada *hazard zone area*, yang dipengaruhi oleh gas *jet fire* atau *vapor cloud* (lihat Tabel 2.29).

Tabel 2.29 *Influenced area scores based on normalized area value*

No	Area (ft <sup>2</sup> )	Scores
1	<100	0.2
2	100-1000	0.4
3	1000-10000	0.6
4	10000-100000	0.8
5	>100000	1

Pendekatan langsung untuk mengevaluasi konsekuensi potensial dari pelepasan gas alam dapat didasarkan pada *hazard zone* yang disebabkan oleh *jet fire* dari pelepasan semacam itu, berdasarkan persamaan berikut :



$$r = 0.685 \sqrt{p \times d^2} \quad (2.10)$$

Keterangan :

$r$  = radius dari titik kebocoran pipa (ft)

$p$  = tekanan *pipeline* maksimum (psi)

$d$  = diameter pipa (in)

Area yang dipengaruhi oleh gas *jet fire* mungkin dapat dilakukan pendekatan menggunakan lingkaran dengan radius  $R$ .

#### **D. Receptors**

Hal terpenting untuk setiap penilaian risiko adalah mengevaluasi jenis dan banyaknya jumlah reseptor yang mungkin terkena bahaya dari pipa. Untuk tujuan inilah, reseptor disini mengacu pada makhluk hidup, struktur, luas lahan, dll, yang memungkinkan dapat "menerima" kerusakan pipa (*rupture pipe*). Tujuannya adalah untuk menangkap titik lemah relatif dari berbagai reseptor, sebagai bagian dari penilaian konsekuensi. Kemungkinan kerusakan *pipeline* berakibat pada lingkungan sekitar dan populasi reseptor terutama pada lokasi spesifik dengan resiko tinggi karena potensi yang dapat mengakibatkan terjadinya kebakaran dan/atau ledakan awan panas (asap). Karena produk gas yg dilepaskan dari *pipeline* itu menyebar luas di udara, populasi yg berpotensi terkena racun dan kebakarannya tidak ditujukan secara spesifik. Akumulasi kerusakan yang dihasilkan berupa partikel-partikel kecil gas, dapat merusak atmosfer (seperti kemungkinan kerusakan ozon pada efek rumah kaca).

#### **Densitas Populasi**

Sebagai bagian dari analisa konsekuensi, parameter yang paling penting adalah kedekatan manusia dari kegagalan *pipeline*. Kedekatan populasi disini adalah sebagai faktor karena area dari kemungkinan terkena bahaya yang meningkat seiring aktivitas manusia yang terjadi lebih dekat ke daerah kebocoran. Bobot penilaian *scoring* untuk *population density* dapat dilihat pada Tabel 2.30

Tabel 2.30 *Population density scoring system*

Klasifikasi	Kriteria jumlah bangunan sepanjang 1.6 km dan lebar 0.4 km	Populasi
Kelas 1	0-10	<30
Kelas 2	11-46	30-150
Kelas 3	>46	150-400
Kelas 4	Bangunan Bertingkat	>400

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

### ***Environmental Sensitivity***

Untuk tahap awal *risk management*, definisi yang ketat untuk sensitivitas lingkungan mungkin tidak benar-benar dibutuhkan. Definisi pekerjaan dimana sebagian besar orang akan menyadari sebagai daerah yang sensitif mungkin memadai. Misalnya definisi pekerjaan akan diperlukan untuk menentukan tempat tumbuhan langka dan habitat binatang, ekosistem hampir punah, dampak pada biodiversitas dan situasi dimana kondisi utama lingkungan dan lingkungan yang tidak bisa diganggu oleh manusia.

Untuk *pipeline* gas dan *liquid*, beberapa area yang berbatasan dengan *pipeline* dapat diidentifikasi sebagai *high value area* (HVA). Sebuah HVA dapat dijelaskan sebagai lokasi dimana akan menderita kerusakan tinggi yang tidak biasa atau menghasilkan konsekuensi yang tidak biasa untuk pemilik *pipeline* pada kejadian kegagalan *pipeline*. Dalam membuat batasan ini, bagian *pipeline* yang melintasi area yang berpotensi terjadi kerusakan harus dinilai sebagai bagian *pipeline* yang mempunyai konsekuensi lebih.

Bobot penilaian *scoring* untuk *Environmental sensitivity and/or High Value Area* dapat dilihat pada Tabel 2.31

Tabel 2.31 *Environmental sensitivity and/or High Value Area*

<i>Environmental sensitivity</i>	<i>High value descriptions</i>	<i>Score</i>
Sarang berada di tanah atau daerah keperawatan spesies yang terancam punah, situs penting untuk pembiakan spesies, konsentrasi yang terancam punah	Peralatan langka, sulit untuk menggantikan fasilitas, luas terkait kerusakan akan dirasakan pada hilangnya fasilitas, biaya utama gangguan bisnis diantisipasi, paling berakibat serius, tingkat kemarahan public tinggi, berita nasional dan internasional.	0.9
Rawa air tawar dan rawa-rawa, air asin, mangrove, konsumsi air atau persediaan air bagi masyarakat (konsumsi permukaan atau air tanah), potensi kerusakan yang sangat serius.	Nilai properti yang sangat tinggi, biaya tinggi dan kemungkinan mengalami gangguan bisnis tinggi, diperlukan penutupan industry mahal, gangguan masyarakat luas.	0.8
Kerusakan signifikan tambahan diduga karena sulit mengakses atau perbaikan yang luas, bahaya serius dilakukan oleh kebocoran pipa.	Gangguan bisnis menengah dapat diantisipasi, tingkat kemarahan publik.	0.7
Garis pantai dengan struktur rap rip atau pantai kerikil landai.	Jangka panjang (satu musim tanam atau lebih) kerusakan pertanian, biaya yang terkait lainnya dan beberapa gangguan masyarakat	0.6
Campuran pasir dan kerikil pantai, kerikil sungai, penyebaran topografi yang lebih luas (lereng, kondisi tanah, arus, air, dll). Potensi kerusakan yang lebih serius.	<i>Low-profile</i> situs sejarah dan arkeologi: tinggi beban daerah pembersihan karena akses, kebutuhan peralatan atau faktor lain yang unik untuk daerah ini.	0.5
Pantai pasir kasar, sungai berpasir, tepi sungai berpasi, taman nasional, hutan	Kepentingan umum yang tidak biasa di situs ini, lokasi profil tinggi seperti sebagai tempat rekreasi, beberapa gangguan industry (tanpa biaya besar).	0.4
Pantai pasir berbutir, mengikis tepi sungai, diharapkan perbaikan lebih tinggi dari normal tumpahan dispersial	Beberapa tingkat biaya yang terkait, lebih tinggi dari normal, diantisipasi, terbatas pada bangunan (gudang, kantor, fasilitas, kantor kecil, dll) mungkin memiliki akses terbatas	0.3
<i>Wave-cut platforms</i> di batuan dasar, tepi batuan dasar sungai. Peningkatan kecil dalam potensi kerusakan lingkungan.	Lapangan piknik, kebun, tempat umum yang sering dikunjungi, meningkatkan nilai property.	0.2
<i>Shoreline</i> dengan pantai berbatu, tebing, atau tepian.	Nilai property yang lebih tinggi dan normal.	0.1
Tidak ada kerusakan lingkungan yang luar biasa.	Potensi kerusakan yang normal Untuk lokasi kelas ini, tidak ada kerusakan yang luar biasa.	0

(Sumber : Muhlbaeur, 2004)

### **2.2.5 Mitigasi Risiko**

Mitigasi risiko ditujukan untuk memperpanjang umur pakai pipa. Oleh karena itu, pelaksanaan mitigasi dilakukan dengan mempertimbangkan semua factor pada suatu jaringan pipa. Beberapa tindakan mitigasi antara lain : inspeksi, modifikasi kondisi operasi, perbaikan, dan pergantian. Pelaksanaan inspeksi dapat memberikan informasi mengenai kondisi jaringan pipa secara aktual. Beberapa kondisi pipa tersebut dapat berupa :

- a. Kehilangan ketebalan pipa
- b. Kerusakan
- c. Proteksi katodik yang sudah tidak memenuhi
- d. Kerusakan akibat pihak ketiga
- e. Faktor desain

Hasil inspeksi selanjutnya dapat digunakan untuk menyusun kembali pelaksanaan inspeksi di masa yang akan datang. Beberapa metode inspeksi sebagai berikut :

- a. Inspeksi visual
- b. Inspeksi eksternal
- c. Monitoring proteksi katodik
- d. NDT maupun DT

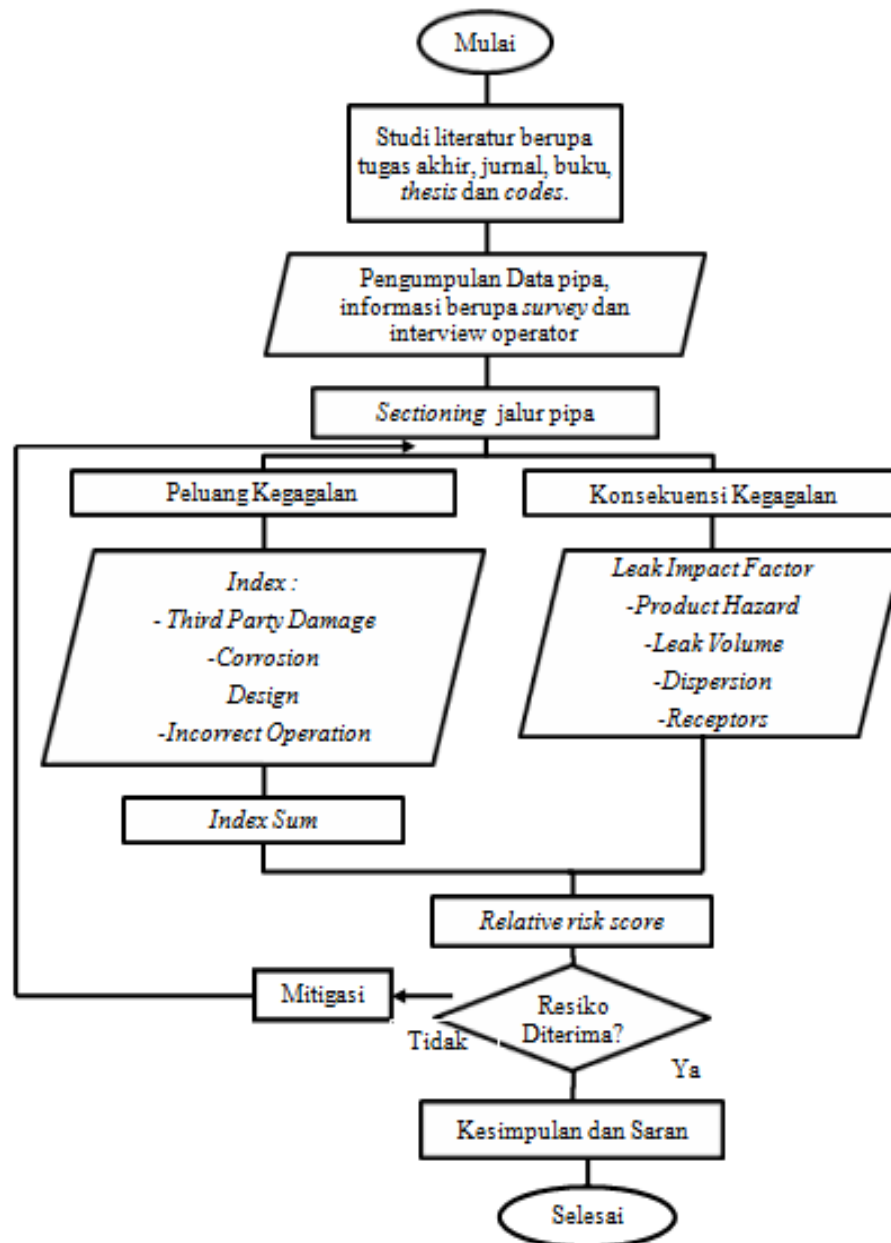
Mitigasi risiko dilakukan setelah diketahui tingkat risikonya. Secara umum, mengurangi suatu risiko lebih baik dengan mengurangi probabilitas dari suatu kegagalan daripada mengurangi konsekuensi. Mitigasi atau pengurangan konsekuensi biasanya lebih rumit karena dapat merubah beberapa aspek.

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Diagram Alir Penelitian

Secara sistematis langkah-langkah penelitian dalam Tugas Akhir ini disajikan dalam bentuk diagram alir sebagai berikut :



**Gambar 3.1** Diagram alir penelitian

### 3.2 Penjelasan Diagram Alir

Langkah-langkah penelitian pada gambar 3.1 akan dijelaskan sebagai berikut :

#### 1. Studi literatur

Tahap awal dari penelitian ini adalah mempelajari literatur yang berkaitan dengan penelitian ini. Literatur yang dikumpulkan dapat berupa jurnal, tugas akhir, thesis, buku, codes yang membahas dan mengatur permasalahan dari risiko yang terjadi. Studi literatur bertujuan untuk mendalami permasalahan risiko termasuk faktor yang mempengaruhi yaitu akibat gangguan pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain, dan indeks kesalahan operasi, dan juga mitigasinya.

#### 2. Pengumpulan Data

Data-data yang diperlukan untuk melakukan penelitian ini antara lain :

- a. Data spesifikasi pipa berupa panjang pipa, tekanan desain, temperatur desain, tekanan operasi, MAOP, dll
- b. Data material pipa berupa tipe material, diameter dan tebal pipa.
- c. Data indentifikasi bahaya, laju alir dan data *trending pressure* pipa
- d. Data historis pipa berupa inspeksi yang dilakukan sebelumnya seperti *Close interval potential survey, coating condition survey, depth of cover survey, monitoring cathodic protection*.
- e. Data kualitatif terutama pada indeks kerusakan pihak ketiga dan indeks kesalahan operasi.

##### • Metode Pengumpulan Data

Data-data yang ada dikumpulkan dengan cara :

- a. Wawancara langsung dengan petugas yang berkaitan dengan sistem pengoperasian pemeliharaan pipa
- b. Observasi ke lapangan ke lokasi jalur pipa
- c. Mengumpulkan data yang berasal dari dokumen-dokumen penunjang berupa gambar teknis, data spesifikasi pipa dan dokumen lainnya.

#### 3. Sectioning Pipa

Setelah dilakukan pengumpulan data, dibuatlah *sectioning* atau pembidangan pada jalur pipa. Dalam penentuan seksi pipa, menggunakan

metode *Dynamic Segmentation Approach* berdasarkan buku *Risk Assessment Pipeline Manual*. Penentuan seksi jalur pipa didasarkan pada tingkat aktivitas diatas jalur pipa. Berikut hasil seksi pipa :

Tabel 3.1 *Sectioning Jalur Pipa*

<i>Section</i>	Keterangan
1	<i>Plant 21 (KOD)</i>
2	Daerah Perbukitan
3	<i>Road Crossing</i>
4	<i>Train Area</i>

#### 4. Penentuan Skor Probabilitas (Skor *Index Sum*)

Pada bagian ini adalah menjelaskan kejadian kegagalan yang mungkin terjadi pada setiap seksi pipa. Pada bagian berarti bahwa semakin tinggi skor, maka sistem perpipaan semakin aman. *Index sum* adalah penjumlahan skor dari 4 indeks yang memiliki skor maksimal masing-masing indeks adalah 100 point, sebagai berikut :

$$Index\ Sum = (Third\ Party) + (Corrosion) + (Design) + (Incorrect\ Operation) \quad (3.1)$$

##### a. Penentuan Skor Pipa Berdasarkan *Third Party Damage Index*

Bobot item yang direkomendasikan untuk *third-party damage index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.2 Parameter yang direkomendasikan untuk *third-party index*

No	Indeks Kerusakan Pihak Ketiga	<i>Range Point</i>	Presentase
1	Kedalaman Minimum Pipa	0-20	20%
2	Tingkat aktivitas	0-20	20%
3	Fasilitas Diatas Jalur Pipa	0-10	10%
4	Sistem Tanggap Darurat	0-15	15%
5	Program Edukasi Publik	0-15	15%

6	Kondisi <i>Right of Way</i>	0-5	5%
7	Frekuensi Patroli	0-15	15%
	Total Skor	100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### **b. Penentuan Skor Pipa Berdasarkan *Corrosion Index***

Dua faktor yang harus dihitung untuk menentukan penyebab korosi yaitu produk yang dialirkan pipa dan lingkungan. Skor maksimum untuk indeks korosi adalah 100. Parameter yang direkomendasikan untuk *corrosion index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.3 Parameter yang direkomendasikan untuk *corrosion index*

No	Indeks Korosi	<i>Range Point</i>	Presentase
a	Korosi Atmosfer	0-10	10 %
b	Korosi Internal	0-20	20 %
c	Korosi Akibat Pipa Terpendam	0-70	70%
	Total Skor	100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### **c. Penentuan Skor Pipa Berdasarkan *Design Index***

Hubungan antara bagaimana pipa didesain sebenarnya dan bagaimana pengoperasiaannya saat ini. Skor maksimum untuk indeks desain adalah 100. Bobot parameter yang direkomendasikan untuk *design index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :



Tabel 3.4 Parameter yang direkomendasikan untuk *design index*

No	Indeks Desain	Range Point	Presentase
A	Faktor Keselamatan	0-35	35%
B	<i>Fatigue</i>	0-15	15%
C	Potensial Sentakan	0-10	10%
D	Verifikasi Integritas	0-25	25%
E	Pergerakan Tanah	0-15	15%
	Total Skor	0-100	100%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### d. Penentuan Skor Pipa Berdasarkan *Incorrect Operation Index*

Indeks ini membahas kegagalan pipa yang disebabkan oleh *human errors* yang dilakukan oleh personel pipa pada saat proses desain, konstruksi, operasi dan perawatan pipa. Bobot parameter yang direkomendasikan untuk *incorrect operation index* dapat dilihat pada tabel dibawah ini :

Tabel 3.5 Parameter yang direkomendasikan untuk *incorrect operation index*

No	Indeks Kesalahan Operasi	Range Score	Presentase
A	Desain	0-30	30%
B	Konstruksi	0-20	20%
C	Operasi	0-35	35%
D	Pemeliharaan	0-15	15%

(Sumber : Muhlbauer, 2004)

#### 5. Penentuan Skor Konsekuensi (*Leak Impact Faktor*)

Perhitungan konsekuensi adalah berupa pengukuran konsekuensi yang ditimbulkan oleh kejadian tersebut yang diukur dalam satuan efek yang ditimbulkan per satuan waktu. Efek atas kejadian ini bisa dalam bentuk kerugian materi, kontaminasi lingkungan, maupun kerugian jiwa. Konsekuensi yang

diperhitungkan pada jalur pipa *feedgas* 42” adalah kebocoran atau *leak impact faktor* (LIF). Tinggi poin skor untuk LIF menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi dan risiko yang lebih tinggi. Fokus utama dari LIF adalah pada konsekuensi terhadap kesehatan publik dan keselamatan. Beberapa hal yang harus dipertimbangkan untuk menentukan *leak impact faktor* adalah:

- a. *Product Hazard* (PH)
- b. *Leak Volume* (LV)
- c. *Dispersion* (D)
- d. *Receptors* (R)

Secara matematis hubungan keempatnya dapat dirumuskan pada persamaan 3.2 sebagai berikut :

$$LIF = PH \times LV \times D \times R \quad (3.2)$$

## 6. Perhitungan *Relative Risk Score*

*Relative Risk Score* adalah nilai relatif dari efektifitas manajemen risiko terhadap suatu pipa. Semakin besar faktor risiko akan semakin kecil nilai relatif dari efektifitas manajemen komponen risiko. *Relative Risk Score* merupakan hasil dari pembagian antara jumlah indeks dengan *leak impact faktor*. Setelah dihitung *Relative Risk Score* dapat diketahui apakah pipa tersebut masih aman beroperasi atau tidak.

$$Relative Risk Score = (Index Sum) : (Leak Impact Faktor) \quad (3.3)$$

## 7. Mitigasi

Setelah melakukan perhitungan dapat diketahui seksi mana yang memiliki skor terendah. Sehingga mitigasi apa saja yang harus dilakukan untuk meningkatkan keselamatan pipa lebih tinggi.

## 8. Kesimpulan

Kesimpulan yang didapatkan berupa *risk profile* yang berisikan *leak impact factor*, *relative risk score*, dan *index sum* tiap-tiap seksi pipa.

## **BAB IV**

### **ANALISIS DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Umum**

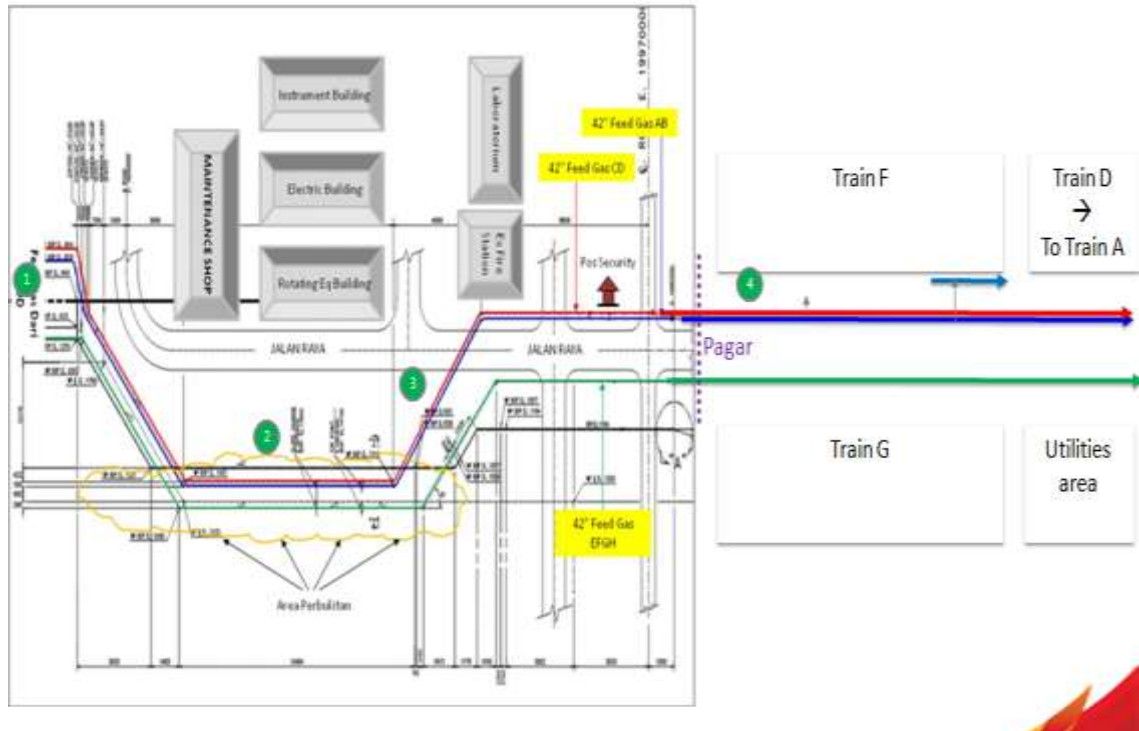
Pada bab empat ini menjelaskan hasil penelitian yang ditemukan di lapangan, pembahasan, dan analisis terhadap hasil yang diperoleh. Ditampilkan lokasi jalur pipa, penentuan seksi jalur pipa, perhitungan risiko yang berdasar pada total indeks yaitu kerusakan akibat pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan operasi serta perhitungan dampak kebocoran. Setelah didapat perhitungan akhir total indeks dan faktor dampak kebocoran, maka didapat skor risiko relatif dari masing-masing seksi pipa.

#### **4.2 Gambaran Jalur Pipa *Feedgas* 42"**

Berikut ini adalah gambaran umum jalur pipa *feedgas* 42" PT. Badak NGL baik lokasi, kondisi lingkungan, maupun produk yang dialirkan.

##### **4.2.1 Lokasi Jalur Pipa**

Jalur pipa *feedgas* 42" PT. Badak NGL yang membentang dari *plant* 21 (*Knock Out Drum*) menuju *process train area* terdiri dari 3 *line* pipa yaitu pipa *feedgas* 42" AB (21NG64-42"-UC2D) yang menyalurkan gas menuju train A dan B, pipa *feedgas* 42" CD (21NG63-42"-UC2D) yang menyalurkan gas menuju train C dan D serta pipa *feedgas* 42" EFGH (21NG120-42"-UC2D) yang menyalurkan gas menuju train E, F, G, dan H. Pipa tersebut mempunyai panjang yang berbeda menyesuaikan konfigurasi pipa dan kontur tanah. Pipa *feedgas* 42" terletak di bawah permukaan tanah.



Gambar 4.1 Gambaran umum distribusi pipa

(Sumber : PT. Badak NGL)



(a)



(b)



(c)



(d)

Gambar 4.2 (a) (b) (c) (d) Lokasi pipa *feedgas* 42''

Sumber : PT. Badak NGL

#### 4.2.2 Spesifikasi Produk yang Dialirkan

Produk yang dialirkan pada jalur pipa tersebut adalah gas alam (*natural gas*) yang memiliki komposisi sebagai berikut :

Tabel 4.1 Spesifikasi Produk (Sumber : Data Seksi *Laboratory & EC* PT Badak NGL ,16 Januari 2018)

Komponen	Presentase
CH <sub>4</sub>	89,7
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,962
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,108
i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,459
n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,536
i- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,222
n- C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,142
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,342
N <sub>2</sub>	0,054
CO <sub>2</sub>	3,475
Hg	Maks 0,033 ppb <sub>w</sub>
H <sub>2</sub> S	Maks 0,5 ppb <sub>w</sub>
Senyawa S	Maks 25 ppb <sub>w</sub>

#### 4.2.3 Penentuan Seksi Jalur Pipa

Dalam penentuan seksi pipa, menggunakan metode *Dynamic Segmentation Approach* berdasarkan buku *Pipeline Risk Management Manual*. penentuan seksi jalur pipa didasarkan pada tingkat aktivitas diatas tanah. Berikut hasil seksi pipa :

Tabel 4.2 Hasil *Sectioning* Jalur Pipa 21NG64-42"-UC2D (*Feedgas* 42"AB)

<i>Section</i>	Jarak	Keterangan
1	0 – 68.2 m	KOD( <i>Plant</i> 21)
2	68.2 m – 138.64 m	Perbukitan
3	138.64 m – 227.14 m	<i>Road Crossing</i>
4	227.14 m- 965 m	<i>Train Area</i>

Tabel 4.3 Hasil *Sectioning* Jalur Pipa 21NG63-42"-UC2D (*Feedgas* 42"CD)

<i>Section</i>	Jarak	Keterangan
1	0 – 70.24 m	KOD( <i>Plant</i> 21)
2	70.24 m – 140.79 m	Perbukitan
3	140.79 m – 229.29 m	<i>Road Crossing</i>
4	229.29 m- 1200 m	<i>Train Area</i>

Tabel 4.4 Hasil *Sectioning* Jalur Pipa 21NG120-42"-UC2D (*Feedgas* 42"EFGH)

<i>Section</i>	Jarak	Keterangan
1	0– 75.6 m	KOD( <i>Plant</i> 21)
2	7.56 m – 129.3 m	Perbukitan
3	129.3 m – 277.5 m	<i>Road Crossing</i>
4	277.5 m– 636 m	<i>Train Area</i>

### 4.3 Perhitungan *Index Sum*

Sebagai permulaan proses penilaian risiko pipa *feedgas* 42", terlebih dahulu dilakukan pengumpulan data dan hasil survei (*form survey*) seperti yang ditunjukkan pada bagian 4.2 dan lampiran. Data yang dibutuhkan yaitu data operasi pipa, laporan hasil inspeksi sebelumnya, desain, survey lapangan dan *engineering judgement*. Kelengkapan data akan mempengaruhi pemberian skor. Jika dalam pemberian skor tidak didukung dengan data maka dikategorikan sebagai kondisi *uncertainty* (ketidakpastian kondisi). Artinya, jika data tidak ada maka diberi skor 0 karena *uncertainty* berarti *increasing risk* (meningkatkan nilai risiko) dan skor 0 menandakan tingkat risiko tertinggi.

Indeks merupakan faktor dari tingkat keamanan operasional pipa. Parameter yang digunakan pada Tugas Akhir ini adalah kerusakan akibat pihak ketiga, korosi, desain, dan kesalahan operasional. Perhitungan indeks dapat dilakukan dengan menilai setiap seksi pipa berdasarkan pada buku *Pipeline Risk Management Manual*, Muhlbauer, W. Kent. Asumsi jumlah indeks keseluruhan digunakan untuk memperkirakan risiko-risiko yang terjadi pada pipa, dimana perkiraan ditampilkan berdasarkan data yang sudah ada

#### 4.3.1 Indeks Kerusakan Pihak Ketiga (*Third Party Damage*)

*Third Party Damage Index* merupakan faktor risiko keselamatan pipa yang bersumber dari lingkungan pipa, diantaranya adalah sebagai berikut :

- Kedalaman letak pipa
- Tingkat aktivitas
- Fasilitas diatas jalur pipa
- Prosedur penempatan jalur pipa
- Pendidikan masyarakat
- Kondisi jalur pipa
- Frekuensi Patroli

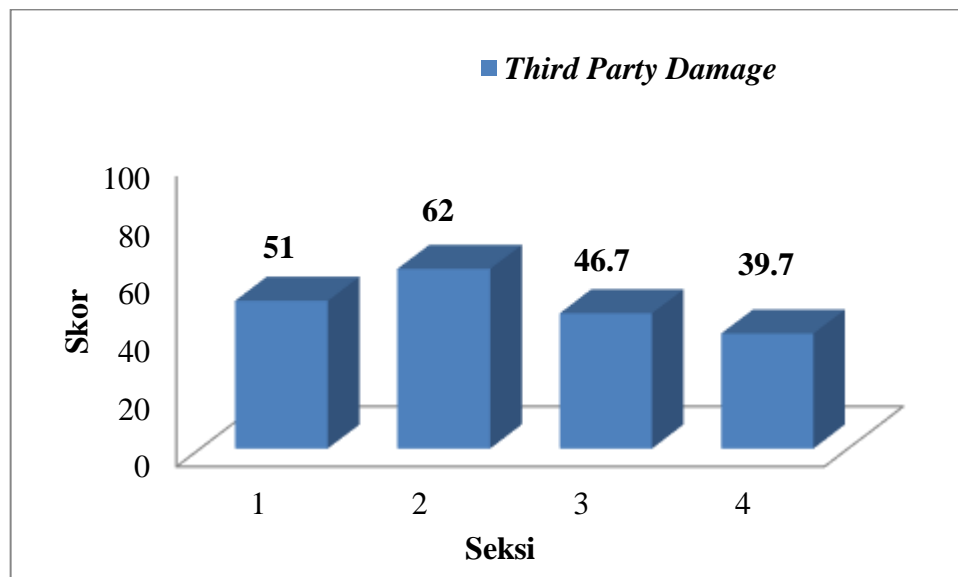
Faktor tersebut ditampilkan dalam bentuk form atau daftar isian perhitungan risiko yang berisikan deskripsi pada masing-masing seksi dengan pembobotan yang mengacu pada *Pipeline Risk Management Manual*, Muhlbauer,

W. Kent. Untuk perhitungan skor indeks kerusakan akibat pihak ketiga dapat dilihat pada Lampiran. Tabel 4.6 merupakan rekapitulasi indeks kerusakan pihak ketiga pipa *feedgas* 42”.

Tabel 4.5 Rekapitulasi dari *Third Party damage Index* Pipa *Feedgas* 42”

No	Indeks Kerusakan Pihak Ketiga	Range Skor (pts)	SECTION			
			1	2	3	4
A	Kedalaman Minimum Pipa	0-20	20	20	19.69	19.69
B	Tingkat aktivitas	0-20	8	20	0	0
C	Fasilitas Diatas Jalur Pipa	0-10	6	5	10	3
D	Sistem Tanggap Darurat	0-15	11	11	11	11
E	Program Edukasi Publik	0-15	1	1	1	1
F	Kondisi <i>Right of Way</i>	0-5	5	5	5	5
G	Frekuensi Patroli	0-15	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0-100</b>	<b>51</b>	<b>62</b>	<b>46.7</b>	<b>39.7</b>

Dari 4 seksi jalur pipa *feedgas* 42” didapatkan distribusi skor indeks kerusakan akibat pihak ketiga sebagai berikut :



Gambar 4.3 Distribusi Skor Indeks Kerusakan Akibat Pihak Ketiga

Dari perhitungan yang telah dilakukan, diperoleh skor terendah pada seksi 4 yaitu 39.7 dari skor maksimum adalah 100. Terjadi perbedaan yang besar antara



skor maksimum dengan skor perhitungan. Hal ini terjadi karena aktivitas diatas jalur pipa memiliki kategori tinggi. Dari deskripsi seksi dapat dilihat bahwa daerah tersebut berada pada area kilang, dimana terdapat aktivitas pekerja dan banyaknya kendaraan yang berlalu lalang di area kilang.

Skor dari indeks kegagalan akibat pihak ketiga yang diperoleh dari perhitungan bernilai antara 39 sampai 62 dengan rata-rata 49.8. Skor yang memberikan kontribusi yang paling besar adalah kedalaman minimum pipa dan sistem tanggap darurat.

Hal yang dapat menurunkan skor antara lain tingkat aktivitas pada daerah jalur pipa termasuk pada daerah aktivitas tingkat tinggi, frekuensi patrol yang tidak pernah dilakukan dan pemberitahuan kepada publik. Dari masing masing faktor dapat dijelaskan sebagai berikut :

a. *Depth of Cover* (Kedalaman Minimum Pipa)

Pada faktor ini mendapatkan skor rata-rata 19.84 dikarenakan kedalaman pipa disemua seksi pipa minimal berada pada kedalaman 1.5 m. Skor ini menunjukkan risiko dari pihak ketiga yang berhubungan dengan faktor kedalaman pipa berada dalam kondisi relatif aman.

b. *Activity Level* (Tingkat Aktivitas)

Pada parameter ini mendapat nilai skor rata-rata 7, karena pada seksi 3 dan 4 memiliki aktivitas yang tinggi. Jalur pipa pada seksi 3 menyeberangi jalan yang banyak orang berlalu lalang dan terkadang dilewati oleh alat-alat berat. Jalur pipa pada seksi 4 juga memiliki tingkat aktivitas tinggi karena jalur pipa berada di area pabrik.

c. *Aboveground Facilities* ( Fasilitas diatas Jalur Pipa)

Terdapat beberapa fasilitas disekitar jalur pipa seperti *rectifier*, *control box*, parit, pepohonan, pagar kawat, dan tanda peringatan yang dapat mengurangi risiko pipa. Sehingga mendapat skor rata-rata 6 poin dengan skor maks 10 poin.

d. *Line Locating* (Sistem Tanggap Darurat)

Berdasarkan survei lapangan, terdapat nomor telepon darurat dan keefektifan sistem tanggap darurat tersebut, sehingga mendapat skor rata-rata 11 poin.

- e. *Public Education* (Pemberitahuan Kepada Orang disekitar)  
Pemberitahuan yang dilakukan hanya dengan pemasangan tanda peringatan sehingga mendapat skor rata-rata 1 poin.
- f. *Right of Way* (Kondisi Jalur Pipa)  
Kondisi jalur pipa bebas dan dapat dilihat jelas, sehingga diperoleh poin maksimal 5.
- g. *Patrol Frequency* (Frekuensi Patroli)  
Patroli terhadap jalur pipa tidak pernah dilakukan, sehingga mendapatkan skor sebesar 0 poin. Patroli yang dimaksud adalah menyusuri jalur pipa yang dilakukan oleh operator pipa dengan membawa peralatan *line checker* untuk mendeteksi kebocoran pipa secara berkala.

#### **4.3.2 Indeks Korosi (*Corrosion Index*)**

Indeks korosi mempunyai pengaruh yang cukup besar terhadap kelancaran kinerja dari distribusi pipa. Korosi bisa disebabkan oleh atmosfer, produk yang dialirkan ataupun tanah. Faktor yang mempengaruhi indeks korosi antara lain :

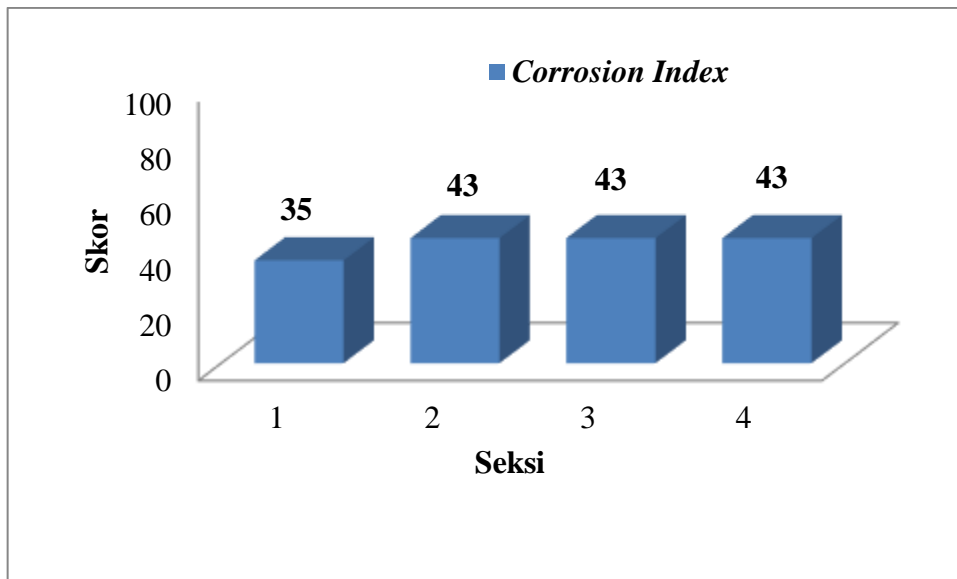
- a. Kondisi lingkungan (*atmospheric corrosion*)
- b. Korosi yang berasal dari dalam pipa itu sendiri (*internal corrosion*)
- c. Korosi karena pipa terpendam (*subsurface corrosion*)

Berdasarkan faktor diatas skor yang didapatkan dapat dijelaskan pada tabel berikut ini :

Tabel 4.6 Rekapitulasi dari Indeks Korosi

NO	Indeks Korosi	Range Skor	SECTION			
			1	2	3	4
<b>A</b>	<b>Korosi Atmosfer</b>	<b>0-10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
a1	Ekspos Atmosfer/Sarana	0-5	5	5	5	5
a2	Tipe Atmosfer	0-10	2	2	2	2
a3	Coating/Inspeksi	0-3	3	3	3	3
<b>B</b>	<b>Korosi Internal</b>	<b>0-20</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>
b1	Korosifitas produk	0-10	3	3	3	3
b2	Proteksi Internal	0-10	3	3	3	3
<b>C</b>	<b>Korosi Akibat Pipa Terpendam</b>	<b>0-70</b>	<b>19</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>
c1	Korosifitas Tanah	0-15	0	0	0	0
c2	Mechanical Corrosion	0-5	4	4	4	4
c3	Umur Pipa	0-3	0	0	0	0
c4	Test Point	0-3	3	3	3	3
c5	Frekuensi Pembacaan Test point	0-3	2	2	2	2
c6	Gangguan Potensial	0-8	0	8	8	8
c7	Aliran arus listrik ke logam lain yang terpendam	0-4	0	0	0	0
c8	Close Interval Survey	0-8	0	0	0	0
c9	Gangguan AC Power	0-3	0	0	0	0
c10	Inspeksi Internal (Pigging)	0-8	0	0	0	0
c11	Kondisi Coating	0-10	10	10	10	10
	<b>Total</b>	<b>0-100</b>	<b>35</b>	<b>43</b>	<b>43</b>	<b>43</b>

Dari 4 seksi jalur pipa *feedgas* 42” didapatkan distribusi skor Indeks Korosi sebagai berikut :



Gambar 4.4 Distribusi Skor Indeks Korosi

Pada perhitungan diperoleh perkiraan indeks korosi sebesar 41 yang memiliki perbedaan skor yang sangat jauh dari skor maksimal yaitu 100. Pada proses skoring, terjadi pengurangan skor utama pada korosi yang diakibatkan pipa terpendam dimana terdapat beberapa sub faktor yang bernilai 0 seperti umur pipa yang lebih dari 20 tahun, data resistivitas tanah yang tidak diketahui, tidak dilakukan *internal inspection*, dan *close interval survey* dilakukan 9 tahun yang lalu. Hal yang perlu dicatat bahwa nilai indeks korosi yang lebih besar mewakili nilai keamanan yang lebih besar juga.

Dari ketiga faktor diatas yang mempengaruhi skor indeks korosi adalah :

a. Korosi yang disebabkan lingkungan atmosfer

Faktor ini memberikan skor rata-rata 10 (dari skor maks 10). Hal ini menunjukkan kegagalan pipa yang disebabkan mekanisme korosi atmosfer berjalan lambat, ini bisa disebabkan faktor berikut ini :

- Semua jalur pipa merupakan pipa gas yang ditanam bawah tanah sehingga tidak ada paparan dengan atmosfer sehingga mendapat skor 5 poin.
- Sepanjang jalur pipa tidak terpapar atmosfer korosif karena berada didalam tanah sehingga mendapat skor 2 poin.

- Kondisi *coating* dan inspeksi yang dilaksanakan
  - Kondisi *coating* mendapat skor maksimal dengan skor 3 karena kualitas yang digunakan adalah *coating* dengan kualitas tinggi dan di desain sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada, *coating* yang digunakan yaitu *coaltar epoxy*.
  - Aplikasi *coating* yang digunakan dengan spesifikasi yang jelas serta *quality control* yang diterapkan juga maksimal sehingga mendapat skor 3 poin.
  - Kondisi *coating* di inspeksi oleh inspektor yang terlatih. Sehingga mendapat skor 3 poin.
  - Tindakan perbaikan kerusakan/*correction of defect* memperoleh skor 3 poin karena kerusakan *coating* dilaporkan secara formal, disusun jadwal perbaikan sesuai kebutuhan dan dilakukan sesuai prosedur.

b. Korosi berasal dari dalam pipa (*Internal Corrosion*)

Faktor korosi yang dipengaruhi oleh produk yang dialirkan dan tindakan pencegahan dari dalam pipa mendapat skor rata-rata 6 dengan skor maksimal 20 poin.

- Korosifitas produk, pipa mengalirkan gas alam dimana korosifitas produk ini dipengaruhi oleh karakteristik produk itu sendiri. Berdasarkan data laboratorium, didapat tekanan parsial CO<sub>2</sub> sebesar 22 psi yang memiliki tingkat korosifitas menengah (Kermani dan Morshed). Sehingga mendapat skor 3 poin.
- Proteksi internal, tindakan perlindungan internal yang telah dilakukan adalah tindakan operasional dengan memfilter gas dari fraksi berat, air, dan kotoran, maka skor yang diberikan 3 poin.

c. Korosi yang diakibatkan karena pipa terpendam (*Subsurface Corrosion*)

Total skor rata-rata yang diperoleh adalah 25 poin dengan skor maksimal 70 poin. Tingkat keamanan pada faktor ini cukup rendah dikarenakan data beberapa sub faktor tidak diketahui yaitu resistivitas tanah, umur pipa yang sudah

40 tahun sehingga mendapat skor 0 yang berarti meningkatkan risiko. Faktor yang mempengaruhi adalah :

- **Korosifitas tanah**  
Tidak dilakukan pengukuran resistivitas tanah, sehingga mendapat skor 0.
- ***Mechanical Corrosion***  
Penilaian ini dipengaruhi oleh kondisi lingkungan (korosifitas produk 3 poin dan resistivitas tanah 0 poin) dengan % MAOP. Dimana %MAOP didapat dari perbandingan tekanan operasi normal tertinggi dengan MAOP.  
$$\%MAOP = \frac{OP}{MAOP} \times 100 \% = \frac{629.84}{682.72} \text{ psi} \times 100\% = 92.3 \%$$
  
Kedua faktor tersebut dipadukan sehingga diperoleh skor 1 poin.
- **Umur Pipa**  
Pipa beroperasi selama 40 tahun sehingga skor 0 poin dari total maksimal yang bisa diperoleh yaitu 5 poin.
- ***Lokasi Test Lead***  
Penempatan titik tes poin proteksi katodik berjarak <1 mil. Semakin dekat lokasi tes poin, semakin besar arus yang dialirkan untuk melindungi pipa. Sehingga didapat skor 3 poin.
- **Frekuensi pembacaan tes poin**  
Frekuensi pengetesan proteksi katodik dilakukan setiap 1 tahun sekali, maka diperoleh skor 2 poin.
- ***Interference Potential***  
Skor rata-rata untuk parameter ini adalah 6 poin. Berdasarkan data inspeksi proteksi katodik menunjukkan pada seksi 1 (plant 21) bahwa kriteria potensial ICCP kurang terpenuhi.
- ***Close Interval Survey***  
*Close interval survey* dilakukan dengan metode CIPS dilakukan > 8 tahun yang lalu yaitu pada tahun 2008, sehingga skor yang diperoleh 0 poin.
- **Aliran listrik ke logam lain yang terpendam**

Di sekitar jalur pipa terdapat pipa lain yang tertanam (pipa *instrument* dan *fire water*) dengan jarak berdekatan. Namun tidak ada data yang mendukung frekuensi aliran listrik dari logam lain, maka diperoleh skor 0.

- *AC Interference*

Pada jarak 1000 ft di sekitar jalur pipa terdapat AC power yaitu *power supply* pada seksi 1. Selain itu, terdapat bengkel induk dan bengkel valve yang memiliki AC power. Namun tidak ada pencegahan yang dilakukan. Sehingga diperoleh skor 0.

- Inspeksi *internal pigging*

Pada jalur pipa tersebut tidak dilakukan inspeksi internal pigging. Sehingga diperoleh skor 0 poin.

- Kondisi *coating* mendapat skor maksimal dengan skor 3 karena *coating* yang digunakan berkualitas tinggi dan di desain sesuai dengan kondisi lingkungan yang ada, *coating* yang digunakan adalah *coal tar epoxy*. Sehingga memperoleh skor maksimal 10 poin.

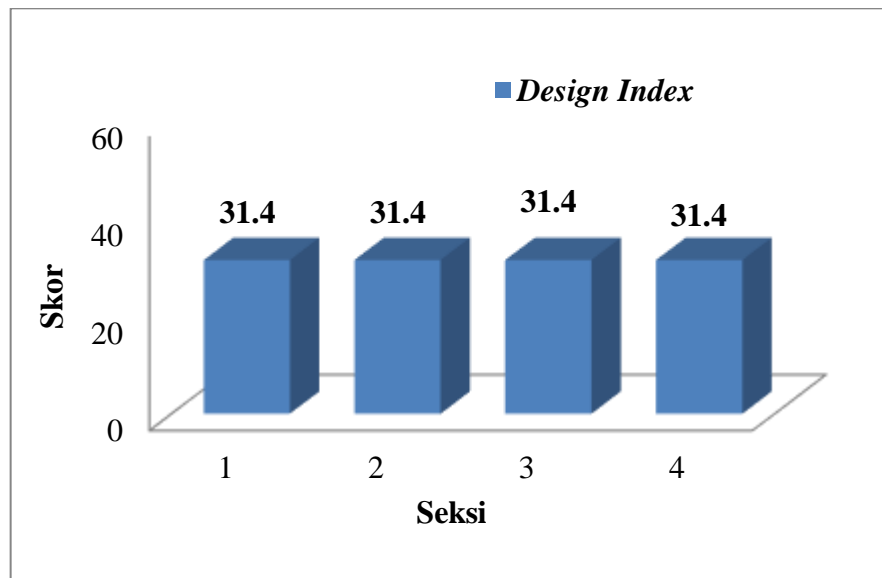
#### 4.3.3 Indeks Desain (*Design Index*)

Pada tabel 4.8 dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks desain pada seluruh seksi jalur pipa *feedgas* 42”.

Tabel 4.7 Rekapitulasi skor dari indeks desain

No	Indeks Desain	Range Skor (pts)	SECTION			
			1	2	3	4
A	Faktor Keselamatan	0-35				
a.1	Faktor Keselamatan Pipa		0	0	0	0
a.2	Faktor Sistem Keselamatan		0.4	0.4	0.4	0.4
B	Fatigue	0-15	6	6	6	6
C	Potensial Gelombang	0-10	10	10	10	10
D	Verifikasi Integritas	0-25	15	15	15	15
E	Pergerakan Tanah	0-15	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>0-100</b>	<b>31.4</b>	<b>31.4</b>	<b>31.4</b>	<b>31.4</b>

Dari 4 seksi jalur pipa *feedgas* 42” didapatkan distribusi skor indeks desain sebagai berikut :



Gambar 4.5 Distribusi Skor *Design Index*

Dalam studi ini untuk semua seksi pipa mendapat skor 31.4 poin. Faktor desain memberikan kontribusi yang paling kecil dalam penilaian seluruh skor indeks keseluruhan. Desain digunakan sebagai salah satu indeks, karena variabel risiko biasanya ditujukan langsung pada sistem desain struktur dasar. Itulah yang harus dilakukan kesatuan struktur yaitu mengatasi semua beban internal dan beban eksternal dalam jangka waktu secara acak. Oleh karena itu, indeks desain menjadi panduan dalam mengevaluasi lingkungan pipa terhadap parameter desain kritisnya, tabel 4.8 dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks desain pada semua seksi pipa. Berikut faktor yang mempengaruhi indeks desain :

- a. Faktor Keselamatan, memperoleh skor 0.4. Faktor ini memberikan skor yang sangat mempengaruhi risiko pipa, dimana faktor keselamatan dapat dihitung sebagai berikut :

- Faktor Keselamatan Pipa

Skor ini diperoleh dari perbandingan ketebalan aktual dengan dengan ketebalan pipa pada tahap desain. Tetapi karena tidak dilakukan pengukuran ketebalan aktual maka digunakan sistem penilaian lain.



- Faktor Sistem Keselamatan

Penilaian ini diperoleh dari perbandingan tekanan desain dengan MAOP, atau disebut dengan design to MAOP ratio. Dengan rumus  $\{(\text{desain pressure}/\text{MAOP})-1\} \times 35$ . Berdasarkan data maka skor  $(690 \text{ psi}/682.72 \text{ psi})-1 \times 35 = 0.4$ . Desain pressure dan MAOP berlaku sepanjang jalur pipa ini karena merupakan penilaian desain yang berkaitan dengan material dan produk.

Skor yang diperoleh yaitu 0.4 karena tekanan desain dan MAOP memiliki nilai t sama dengan 1.01, yaitu jika rasio sama dengan 1, tidak ada faktor keamanan pada sistem pipa (tidak memperhitungkan safety factor beberapa komponen yang tidak terpisah).

*b. Fatigue*

Fatigue dapat terjadi karena kelemahan material akibat tekanan yang berulang ulang pada material. Proses lemahnya material tergantung dari frekuensi dan besarnya tekanan yang terjadi pada material. Pada kasus sistem perpipaan, siklus akan disebabkan oleh perubahan tekanan internal. Operasi pompa, kompresor dan pigging dapat menyebabkan siklus tekanan internal. Tipe pembebanan yang lebih rentan yaitu tegangan yang disebabkan oleh aktivitas lalu lintas kendaraan diatas jalur pipa.

- Kondisi pertama, yaitu siklus tekanan internal. Tekanan MAOP pada pipa feedgas 42” adalah 682.72 psi. tekanan operasi normal secara signifikan lebih rendah dengan rentang 574.34 psi – 629.84 psi tergantung konfigurasi pipa dan laju alir fluida. Tekanan operasi biasanya konstan, berfluktuasi sebesar 0-55.6 psi setiap hari. Siklus terbatas hingga sekitar 365/tahun pada skala siklus. Sehingga :

$$\% \text{MAOP} = (55.6 \text{ psi}/682.72 \text{ psi}) \times 100\% = 8.14 \%$$

$$365 \text{ siklus /tahun} \times \text{umur pipa (40 tahun)} = 14600 \text{ siklus.}$$

Dari kombinasi %MAOP dan jumlah siklus didapatkan skor 8 poin.

- Kondisi kedua, aktivitas lalu lintas kendaraan menyebabkan tegangan eksternal sebesar 5 psi dengan frekuensi 100 kendaraan/hari. Sehingga:

$$\%MAOP = (5\text{psi}/682.72\text{ psi}) \times 100\% = 0.7 \%$$

$$100\text{ kendaraan/hari} \times 365 \times 40\text{ tahun} = 1.460.000\text{ siklus}$$

Dari kombinasi %MAOP dan jumlah siklus didapatkan skor 6 poin.

Berdasarkan dua kondisi diatas, diambil kondisi terburuk yaitu kondisi yang memiliki skor lebih rendah yaitu 6 poin.

#### c. Potensial Gelombang

Potensial gelombang terjadi akibat pergerakan fluida yang tiba-tiba. Potensial gelombang terjadi apabila tekanan operasi pipa mencapai 10% MAOP. Berdasarkan data *trending pressure* selama satu tahun, tekanan operasi tidak pernah mencapai MAOP. Oleh karena itu, dapat disimpulkan bahwa potensial gelombang dapat dikategorikan *impossible*.

#### d. Verifikasi Integritas

Pada penilaian ini berdasarkan dengan sistem tes hidrostatik, tes hidrostatik adalah tes tekanan dalam pipa yang diisi dengan air, kemudian ditekan sampai nilai yang telah ditentukan dan tekanan tersebut ditahan selama waktu yang telah ditentukan. Pada penilaian ini dilakukan perhitungan rasio (H) antara Tekanan saat tes hidrosatik dengan MAOP dan waktu terakhir dilakukan tes hidrostatik. Sehingga :

$$(H-1) \times 30 = \text{skor}$$

$$(1125\text{ psi}/682.72\text{ psi}) - 1 \times 30 = 19.4$$

Tes hidrostatik hanya dilakukan pada tahap konstruksi pipa sehingga diperoleh skor maksimal 15 pts.

#### e. Pergerakan Tanah

Tidak diketahui data pergerakan tanah sehingga diperoleh nilai 0.

#### 4.3.4 Indeks Kesalahan Operasi (*Incorrect Operation Index*)

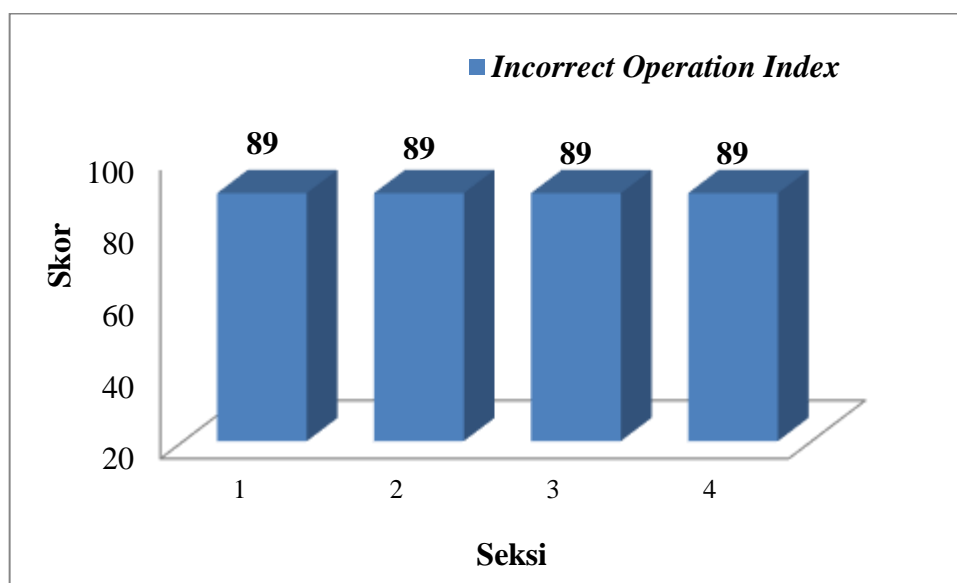
Indeks ini menilai potensi dari kegagalan pipa yang disebabkan oleh kesalahan yang dilakukan oleh personil pipa dalam mendesain, membangun, mengoperasikan dan memelihara pipa. Indeks ini berlaku untuk seluruh *section*, sehingga semua *section* memiliki skor yang sama. Hal ini dikarenakan penilaian bersifat umum terhadap kesalahan operasi. Pada tabel 4.11 dapat dilihat rekapitulasi asumsi indeks kesalahan operasional pada seluruh seksi pipa.

Tabel 4.8 Rekapitulasi skor indeks kesalahan operasi

No	Indeks Kesalahan Operasi	Range Skor	SECTION			
			1	2	3	4
<b>A</b>	<b>Desain</b>	<b>0-30</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>29</b>	<b>29</b>
a1	Identifikasi Bahaya	0-4	4	4	4	4
a2	Potensi MAOP	0-12	12	12	12	12
a3	Sistem Keselamatan	0-10	9	9	9	9
a4	Pemilihan Material	0-2	2	2	2	2
a5	Pengecekan	0-2	2	2	2	2
<b>B</b>	<b>Konstruksi</b>	<b>0-20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
b1	Inspeksi	0-10	10	10	10	10
b2	Material	0-2	2	2	2	2
b3	Penyambungan	0-2	2	2	2	2
b4	Backfill	0-2	2	2	2	2
b5	Penangan	0-2	2	2	2	2
b6	Pelapisan	0-2	2	2	2	2
<b>C</b>	<b>Operasi</b>	<b>0-35</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>27</b>
c1	Prosedur	0-7	3	3	3	3
c2	Komunikasi	0-3	5	5	5	5
c3	Tes Obat-obatan	0-2	2	2	2	2
c4	Program Keselamatan	0-2	2	2	2	2
c5	Survey	0-5	2	2	2	2
c6	Pelatihan	0-10	7	7	7	7
c7	Pencegahan error mekanis	0-6	6	6	6	6

D	Pemeliharaan	0-15	13	13	13	13
d1	Dokumentasi	0-2	0	0	0	0
d2	Penjadwalan	0-3	3	3	3	3
d3	Prosedur	0-10	10	10	10	10
	<b>Total</b>	<b>0-100</b>	<b>89</b>	<b>89</b>	<b>89</b>	<b>89</b>

Dari 4 seksi jalur pipa *feedgas* 42” didapatkan distribusi skor indeks kesalahan operasi sebagai berikut :



Gambar 4.6 Distribusi skor indeks kesalahan operasi

Berikut adalah faktor yang berkontribusi terhadap indeks kesalahan operasi :

a. Desain

Pada penilaian ini diperoleh skor 29 (skor maks 30 poin), dimana beberapa sub faktor sudah cukup baik dengan memperoleh skor maksimal. Beberapa diantaranya adalah adanya identifikasi bahaya, tekanan operasi belum pernah melampaui MAOP, pemilihan material dengan baik, pengecekan tahap desain, dan sistem keselamatan pipa, yang menggunakan 2 *control valve* otomatis yang bisa diamati dan dikontrol di *control room*.

b. Konstruksi

Pada tahap konstruksi diperoleh skor 20. Berdasarkan hasil interview dengan operator dan inspektor pipa diperoleh informasi pada tahap ini, namun informasi ini belum ditunjang dengan dokumentasi yang lengkap.

- Inspeksi : Perusahaan telah melakukan kegiatan inspeksi dengan inspektor yang berkualitas pada tahap konstruksi (10 poin).
- Material : Pemeriksaan material sudah dilakukan untuk memverifikasi bahwa semua material dan komponen memenuhi spesifikasi yang disyaratkan (2 poin).
- Penyambungan : penyambungan dilakukan sesuai dengan spesifikasi yang ditetapkan dan telah dilakukan NDT (2 poin).
- *Backfill* : kegiatan *backfill* dilakukan dengan baik, namun pipa tidak diberi alas (2 poin).
- Penyimpanan dan Penanganan : sebelum dan saat konstruksi seluruh material mendapat penanganan dan disimpan dengan baik (dilindungi dari kerusakan) (2 poin).
- Pelapisan, pada tahap konstruksi sudah dilakukan persiapan permukaan yang akan dicoating dan diproses sesuai dengan spesifikasi bahan. Proses dan hasil pelapisan diperiksa oleh inspektor yang berkualitas (2 poin).

c. Operasi

Pada penilaian faktor operasi diperoleh skor 27 poin.

- Prosedur pengoperasian pipa  
Prosedur pengoperasian pipa diantaranya prosedur pemeliharaan *valve*, prosedur inspeksi *valve*, dan prosedur *isolated pipa*.
- Sistem Komunikasi/ SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*)  
Jalur pipa dapat dikontrol operasinya dengan sistem instrument terpusat (*control room*). Sehingga operator dapat mengetahui kondisi operasi dan dapat mengontrol tanpa harus melihat kondisi lapangan. Oleh karena itu diberikan skor 3 poin..
- Tes Obat-Obatan Terlarang

Perusahaan mempunyai kebijakan pemeriksaan terhadap obat-obatan terlarang pada seluruh karyawan. Hal ini dapat mengurangi risiko kesalahan operasi yang berasal dari operator karena adanya pemakaian obat-obatan terlarang.

- Program Keselamatan.

Perusahaan memiliki program keselamatan yang berada langsung dibawah SHEQ seperti pemberitahuan dan kebijakan keselamatan kerja, terdapat tanda dan slogan mengenai keselamatan dan kesehatan kerja.

- Survey

Beberapa survei yang dilakukan antara lain *close interval survey*, *coating condition survey* dan *depth of cover survey* sehingga diperoleh skor 2.

- Pelatihan

Pelatihan sudah dilakukan dengan materi pengendalian dan pengoperasian pipa, karakteristik produk, pemeliharaan pipa, latihan tanggap darurat (*emergency drill*), prosedur kerja, dan program pelatihan ulang dan resertifikasi karyawan. Materi pelatihan belum mencakup tegangan pada material pipa dan korosi pada jaringan pipa, sehingga diperoleh skor 7.

- Pencegahan Kesalahan Mekanik

Perusahan sudah menggunakan sistem *three way valve*, peralatan pengunci (*lock out device*), dan pemberian tanda khusus untuk peralatan yang kritis, sehingga diperoleh skor 6.

d. Pemeliharaan

Pada faktor pemeliharaan, diperoleh skor 13 poin dengan tersedianya prosedur pemeliharaan dan jadwal pelaksanaan kegiatan.

#### **4.4 Jumlah Indeks Total (*Index Sum*)**

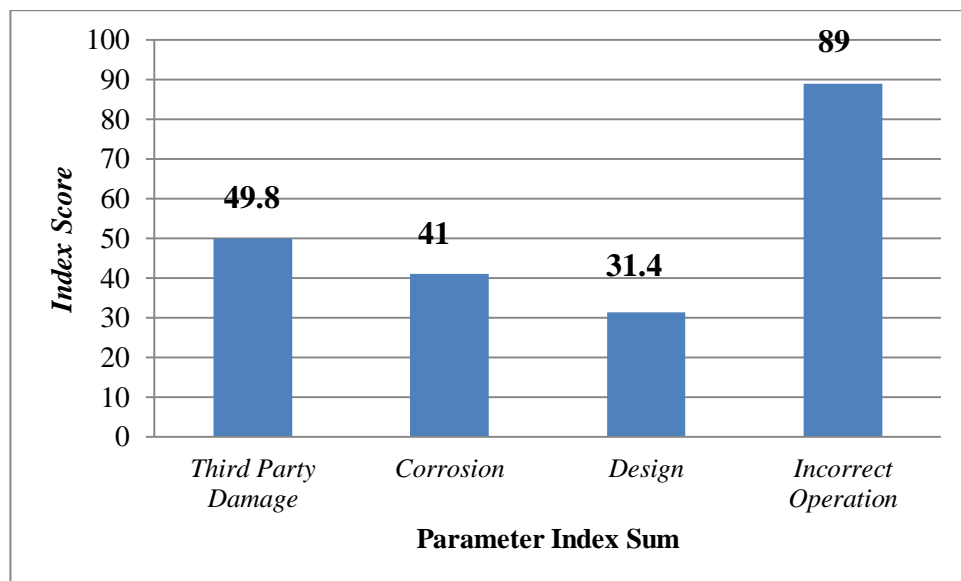
Setelah skor indeks didapatkan dari akumulasi empat parameter yang sudah diketahui hasilnya. Keempat indeks tersebut adalah indeks kesalahan pihak ketiga, indeks korosi, indeks desain dan indeks kesalahan operasional. Pada sistem

skoring ini yang perlu digaris bawahi bahwa skor berbanding lurus dengan tingkat keamanan, jadi jika skor meningkat keamanan juga meningkat.

Tabel 4.9 Total indeks dari seksi 1 sampai 4

<i>Index</i>	<i>Section</i>				<i>Average</i>
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	
<i>Third Party Damage</i>	51	62.0	46.7	39.7	49.8
<i>Corrosion</i>	35	43	43	43	41
<i>Design</i>	31.4	31.4	31.4	31.4	31.4
<i>Incorrect Operation</i>	89	89	89	89	89
<b><i>Index Sum</i></b>	<b>206.4</b>	<b>225.4</b>	<b>210.1</b>	<b>203.1</b>	<b>211.3</b>

Dari hasil perhitungan keseluruhan indeks pada seksi 1 sampai 4 diperoleh indeks total antara 203 sampai dengan 226, dimana skor maksimum untuk total indeks adalah 400. Dengan skor rata-rata total indeks adalah 211.3.



Gambar 4.7 *Index Comparison*

Dari Grafik 4.7 diatas dapat di tarik suatu perbandingan antara ke empat indeks yang telah dihitung. Indeks terkecil mempunyai skor 31.4 merupakan indeks dari *design*, berikutnya indeks korosi dengan skor 41, peringkat ketiga diduduki oleh indeks kerusakan akibat pihak ketiga dengan skor 49.8, dan posisi pertama atau tertinggi di duduki oleh indeks kesalahan operasional sebesar 89. Ini menunjukkan bahwa indeks kesalahan operasional merupakan parameter yang

memiliki posisi paling aman, sedangkan yang perlu mendapatkan penanganan lebih yaitu pada indeks desain.

#### 4.5 Perhitungan *Failure Probability Score* dari *Index Sum*

Konversi skor *index sum* menjadi *failure probability* menggunakan teori probabilitas sederhana. Pertama yaitu mengasumsikan bahwa setiap *index sum* merepresentasikan peluang bertahan (*survival probability*) yang berarti semakin besar skor *index sum* mengindikasikan rendahnya ancaman dan tingkat keselamatan semakin besar. Perhitungan dapat dijelaskan berdasarkan persamaan berikut :

$$\text{Failure Probability Score} = 1 - \left( \frac{\text{TPD}}{100} \times \frac{\text{C}}{100} \times \frac{\text{D}}{100} \times \frac{\text{IO}}{100} \right) \quad (4.1)$$

TPD, C, D, dan IO adalah skor dari masing-masing *index sum* dalam persen yang memiliki hubungan AND. *Failure probability* dihasilkan dengan mengurangi 1 dengan hasil perkalian *survival probability*. Sehingga :

$$\text{Failure Probability Score} = 1 - (0.498 \times 0.41 \times 0.314 \times 0.89)$$

$$\text{Failure Probability Score} = 0.92$$

#### 4.6 Faktor dampak Kebocoran (*Leak Impact Factor*)

*Leak Impact factor* digunakan untuk mengatur skor indeks untuk menggambarkan konsekuensi dari kegagalan. Semakin tinggi skor LIF menunjukkan konsekuensi yang lebih tinggi dan risiko yang lebih tinggi. Fokus utama dari LIF adalah pada konsekuensi terhadap kesehatan dan keselamatan lingkungan.

Beberapa faktor yang mempengaruhi *leak impact factor* adalah :

1. *Product hazard* (PH).
2. *Leak volume* (LV).
3. *Dispersion* (D).
4. *Receptors* (R).

Secara matematis dapat dirumuskan pada persamaan 4.1 sebagai berikut :

$$\text{LIF} = (\text{PH}) \times (\text{LV}) \times (\text{D}) \times (\text{R}) \quad (4.2)$$



Dimana,

PH = *Product Hazard*

LV = *Leak Volume*

D = *Dispersion*

R = *Receptors*

Hasil rekapitulasi skor untuk *product hazard* adalah 7, *leak volume* adalah 0.2 untuk pipa CD dan skor 1 untuk pipa EFGH, dispersi mendapat skor 1, variasi skor *reseptor* antara 1.8 sampai dengan 3.9. Faktor akibat kebocoran dihasilkan oleh hasil perkalian seluruh faktor diatas. Jika salah satu faktor perkiraan tersebut mempunyai skor 0, maka faktor akibat kebocoran akan menjadi 0. Hal ini cukup rasional mengingat LIF menggambarkan akibat-akibat dari kegagalan.

Pada skor LIF, terdapat perbedaan skor pada ketiga pipa. Hal ini terjadi akibat perbedaan *flowrate* , karena train A dan B sudah tidak dioperasikan. Pada tabel 4.13 dan 4.14 dapat dilihat rekapitulasi asumsi *Leak impact factor* pada seluruh seksi pipa.

Tabel 4.10 Rekapitulasi skor LIF pipa CD

No	<i>Leak Impact Factor</i>	Range Skor	<i>SECTION</i>			
			1	2	3	4
A	<b><i>Product Hazard (PH)</i></b>	<b>0-22</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
a1	<b><i>Acute Hazard</i></b>	<b>0-12</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
	<i>Flammability (Nf)</i>	0-4	4	4	4	4
	<i>Toxicity (Nh)</i>	0-4	1	1	1	1
	<i>Reactivity (Nr)</i>	0-4	0	0	0	0
a2	<b><i>Chronic Hazard</i></b>	<b>0-10</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
	<i>Reportable Quantity (RQ)</i>		2	2	2	2
B	<b><i>Leak Volume Factor (LV)</i></b>		<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>
C	<b><i>Dispersion Factor (D)</i></b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
D	<b><i>Receptors (R)</i></b>		<b>2.9</b>	<b>1.8</b>	<b>3.8</b>	<b>3.9</b>
d1	<i>Population Density</i>		2	1	3	3
d2	<i>High Value Area</i>		0.9	0.8	0.8	0.9
	<b><i>Total Score Leak Impact Factor</i></b>		<b>4.06</b>	<b>2.52</b>	<b>5.32</b>	<b>5.46</b>

Skor yang lebih tinggi untuk LIF mewakili akibat dan risiko yang lebih tinggi. Skor LIF antara lain 4.06, 2.52, 5.32, 5.46. Dengan skor rata-rata total LIF adalah 4.34. Dari tabel 4.10 dapat disimpulkan bahwa risiko kebocoran relatif tinggi karena frekuensi skor kebocoran terbanyak adalah 5.46.

Tabel 4.11 Rekapitulasi skor LIF pipa EFGH

No	<i>Leak Impact Factor</i>	Range Skor	<i>SECTION</i>			
			1	2	3	4
<b>A</b>	<b><i>Product Hazard (PH)</i></b>	<b>0-22</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>
a1	<b><i>Acute Hazard</i></b>	<b>0-12</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>
	<i>Flammability (Nf)</i>	0-4	4	4	4	4
	<i>Toxicity (Nh)</i>	0-4	1	1	1	1
	<i>Reactivity (Nr)</i>	0-4	0	0	0	0
a2	<b><i>Chronic Hazard</i></b>	<b>0-10</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>
	<i>Reportable Quantity (RQ)</i>		2	2	2	2
<b>B</b>	<b><i>Leak Volume Factor (LV)</i></b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>C</b>	<b><i>Dispersion Factor (D)</i></b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>D</b>	<b><i>Receptors (R)</i></b>		<b>2.9</b>	<b>1.8</b>	<b>3.8</b>	<b>3.9</b>
d1	<i>Population Density</i>		<b>2</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	
d2	<i>High Value Area</i>		<b>0.9</b>	<b>0.8</b>	<b>0.8</b>	<b>0.9</b>
	<b><i>Total Score Leak Impact Factor</i></b>		<b>20.3</b>	<b>12.6</b>	<b>26.6</b>	<b>27.3</b>

Skor yang lebih tinggi untuk LIF mewakili akibat dan risiko yang lebih tinggi. Skor LIF antara lain 20.3, 12.6, 26.5, 27.3. Dengan skor rata-rata total LIF adalah 21.7. Dari tabel 4.11 dapat disimpulkan bahwa risiko kebocoran relatif tinggi karena frekuensi skor kebocoran terbanyak adalah 27.3.

Berikut faktor yang berkontribusi terhadap skor dampak kebocoran :

a. Bahaya Produk

Bahaya yang ditimbulkan dari karakteristik produk yang dialirkan pipa.

- *Flammability (Nf)*

Kebanyakan hidrokarbon mempunyai kemampuan terbakar (*Flammability*). Sehingga indikator ini bisa diketahui dari titik nyalanya (*Flash Point*) dan titik didih (*Boiling Point*). Berdasarkan

klasifikasi NFPA, *methane* termasuk dalam kategori *flammable* ( $N_f=4$ ) yaitu memiliki *Flash Point*  $<73^\circ\text{F}$  dan *Boiling Point*  $<100^\circ\text{F}$ .

- *Reactivity* ( $N_r$ )

Material yang akan dialirkan melalui pipa perlu diperhatikan apakah fluida tersebut memiliki sifat yang tidak stabil atau reaktif pada kondisi tertentu. Berdasarkan klasifikasi NFPA, *methane* memiliki skor  $N_r = 0$  yaitu bersifat stabil walau terbakar dan tidak bereaksi dengan air.

- *Toxicity* ( $N_h$ )

Fluida yang dialirkan perlu diperhatikan juga bahaya terhadap tingkat kesehatan manusia. Berdasarkan klasifikasi NFPA bahwa *methane* memiliki skor  $N_h = 1$  sehingga hanya terjadi kecelakaan ringan yang mungkin terjadi.

- *Reportable Quantity* (RQ)

Seberapa parah produk yang menyebar mengkontaminasi lingkungan jika terjadi kebocoran. Berdasarkan klasifikasi NFPA bahwa *methane* memiliki skor  $RQ = 2$ , sehingga memiliki *spill quantities* 5000 pounds.

b. *Leak Volume* (LV)

*Leak volume* adalah fungsi dari *leak rate*. Sistem skoring pada *leak volume* berdasarkan *flow rate* pada produk yang mengalami kebocoran. Asumsi ini adalah permodelan sementara dan tidak mencakup secara akurat untuk skenario. Terdapat perbedaan *score* pada pipa CD dan EFGH hal ini dikarenakan perbedaan *flowrate* produk yang dialirkan.

*Flowrate* pipa CD  $0.30 \text{ KNM}^3/\text{H} = 4.29 \text{ M}^3/\text{min}$

Densitas *methane* adalah  $0.656 \text{ KG}/\text{M}^3$ , sehingga *released gas* pipa CD adalah  $3.23 \text{ KG}/\text{min}$  atau  $0.05 \text{ KG}/\text{s}$

Berdasarkan parameter yang ada range *flowrate*  $<5 \text{ KG}/\text{s}$  sehingga mendapat 0.2 poin.

*Flowrate* pipa EFGH  $462.65 \text{ KNM}^3/\text{H} = 7710.77 \text{ M}^3/\text{min}$

Densitas *methane* adalah 0.656 KG/M<sup>3</sup>, sehingga released gas pipa EFGH adalah 5058.26 KG/min atau 84.3 KG/s

Berdasarkan parameter yang ada range *flowrate* >50 KG/s sehingga mendapat 1 poin.

c. *Dispersion (D)*

*Dispersion* dihitung berdasarkan pada *hazard zone area*. Daerah *hazard* ditentukan berdasarkan jarak dari titik pelepasan pipa pada kerusakan signifikan yang dapat terjadi menuju *receptors*.

- *Determining consequences model*

*Product* : *Flammable gas (methane, etc)*

*Hazard Nature* : *Thermal*

*Dominant Hazard Model* : *Thermal radiation, vapour cloud, jet fire*

- *Pipe release point for given radiant heat intensity (r)*

Pendekatan langsung untuk mengevaluasi potensial konsekuensi dari pelepasan gas alam didasarkan pada *hazard zone* berdasarkan rumus berikut :

$$r = 0.685 \sqrt{p \times d^2}$$

$$r = 0.685 \sqrt{682.72 \text{ psi} \times 42^2 \text{ in}}$$

$$r = 751.729 \text{ ft (Estimated fire radius)}$$

$$A = \pi r^2$$

$$A = 1776017.54 \text{ ft}^2 \text{ (Estimated fire influenced area)}$$

Penyebaran terjadi jika terjadi kegagalan pipa >100000 ft<sup>2</sup> area yang mendapat pengaruh, sehingga mendapat poin maksimal yaitu 1.

d. *Receptors (R)*

*Receptors* disini mengacu pada makhluk hidup, struktur, luas tanah yang mungkin terkena bahaya dari pipa. *Receptors* dipengaruhi oleh faktor berikut :

- *Population Density*

Kedekatan populasi disini adalah sebagai faktor karena area dari kemungkinan terkena bahaya yang meningkat seiring aktivitas manusia yang lebih dekat ke daerah kebocoran. Berdasarkan interview kepada

beberapa operator pipa didapatkan jumlah populasi disepanjang 1.6 km dan lebar 0.4 km adalah sebagai berikut :

Seksi	Kelas	Populasi	Poin
1	2	30-150	2
2	1	<30	1
3	3	150-400	3
4	4	150-400	3

- *Environmental sensivity and/or high value area*

Pada seksi 1 dan 4 mendapat poin maksimal 0.9 hal ini dikarenakan pada seksi ini (*high value area*) terdapat fasilitas berharga yang dapat menjadi sumber perapian (*ignition source*) bahkan bisa menyebabkan kebakaran atau ledakan berhubungan dengan *flammable gas* yang *release* sehingga menyebabkan kerugian finansial yang besar. Pada seksi 2 dan 3 mendapat poin 0.8, pada kedua seksi ini *high value area* dengan jarak <0.5 miles terdapat bengkel induk, *valveshop*, *warehouse*, dan gedung *maintenance* jika pipa mengalami kegagalan dapat mengakibatkan dampak yang besar berhubungan fasilitas yang ada dan populasi disekitar jalur pipa.

#### 4.7 Penentuan *Relative Risk Score*

Skor risiko relatif merupakan pembagian dari jumlah indeks keseluruhan dengan faktor kebocoran. Skor risiko relatif merupakan skor asumsi awal dari proses manajemen risiko. Untuk mendapatkan skor risiko absolut perlu perhitungan dengan berdasarkan pada operasional pipa selama beberapa tahun.

Tabel 4.12 *Relative Risk Score* pada pipa CD feedgas 42"

<i>Section</i>	<i>Third Party Damage</i>	<i>Corrosion</i>	<i>Design</i>	<i>Incorrect Operation</i>	<i>Index Sum</i>	<i>Leak Impact Factor</i>	<i>Relative Risk Score</i>
1	51	35	31.4	89	206.4	4.06	50.8
2	62	43	31.4	89	225.4	2.52	89.4
3	46.7	43	31.4	89	210.1	5.32	39.5
4	39.7	43	31.4	89	203.1	5.46	37.2
<b>Average</b>	<b>49.8</b>	<b>41</b>	<b>31.4</b>	<b>89</b>	<b>211.3</b>	<b>4.34</b>	<b>54.2</b>

Tabel 4.13 *Relative Risk Score* pada pipa EFGH feedgas 42"

<i>Section</i>	<i>Third Party Damage</i>	<i>Corrosion</i>	<i>Design</i>	<i>Incorrect Operation</i>	<i>Index Sum</i>	<i>Leak Impact Factor</i>	<i>Relative Risk Score</i>
1	51	35	31.4	89	206.4	20.3	10.2
2	62.0	43	31.4	89	225.4	12.6	17.9
3	46.7	43	31.4	89	210.1	26.6	7.9
4	39.7	43	31.4	89	203.1	27.3	7.4
<b>Average</b>	<b>49.8</b>	<b>41</b>	<b>31.4</b>	<b>89</b>	<b>211.3</b>	<b>21.7</b>	<b>10.85</b>

Berdasarkan rekapitulasi diatas, didapatkan perhitungan *index sum* yang berbeda-beda disetiap seksi pipa. Hal ini menunjukkan bahwa risiko yang terjadi pada masing-masin seksi pipa berbeda. Dari pehitungan dapat diketahui bahwa *index sum* yang didapatkan antara 203 sampai dengan 206.4, dengan rata-rata 211.3, sedangkan skor maksimum dari *index sum* adalah 400. Skor *Leak Impact Factor* (LIF) rata-rata pipa CD dan pipa EFGH yang diperoleh pada perhitungan masing-masing adalah 4.34 dan 21.7. *Relative risk score* rata-rata pipa CD dan pipa EFGH yang diperoleh pada perhitungan masing-masing adalah 54.2 dan 10.85.

Pada sistem skoring, peningkatan skor berarti tingkat keamanan juga meningkat. Mengingat konsep dari peluang kegagalan (*index sum*) yaitu semakin tinggi skor maka tingkat keamanan juga meningkat. Berbanding terbalik dengan konsep dari konsekuensi kegagalan (*leak impact factor*) yaitu semakin tinggi skor maka semakin besar risiko yang terjadi. *Relative risk score* didapat dari

pembagian *index sum* dengan *leak impact factor* yang berarti bagaimana sistem dapat menahan konsekuensi yang terjadi.

Hasil rekapitulasi *relative risk score* diatas menunjukkan pipa CD mendapat skor yang jauh lebih tinggi dari pipa EFGH yang berarti tingkat risiko pipa CD jauh lebih aman daripada pipa EFGH. Oleh karena itu hasil *relative risk score* dari pipa EFGH perlu ditinjau kembali. Berdasarkan jurnal internasional yang saya rujuk, berjudul *Risk Assessment of Gas Condensates Export Pipeline by Indexing Method (Case Study : Special Economic Energy Zone of South Pars-Assaluyeh)* didapatkan penilaian risiko pipa EFGH sebagai berikut :

Tabel 4.14 Tabel Kriteria Risiko  
(Kolaei dkk., 2017)

No	<i>Risk Score</i>	<i>Risk Level</i>
1	6-7	<i>Very high</i>
2	7-8	<i>High</i>
3	8-9	<i>Medium</i>
4	9-10	<i>Low</i>

Tabel 4.15 *Risk Assessment* pipa feedgas EFGH 42” Plant 21-Train Area

<i>Pipe Section</i>	<i>Risk Score</i>	<i>Risk Assessment</i>
<i>Section 1</i>	10.2	<i>Low</i>
<i>Section 2</i>	17.9	<i>Low</i>
<i>Section 3</i>	7.9	<i>High</i>
<i>Section 4</i>	7.4	<i>High</i>

*Relative Risk Score* yang rendah dipengaruhi oleh skor *Leak Impact Factor*. Densitas populasi dan flowrate yang dialirkan pipa menjadi faktor utama yang mempengaruhi perbedaan skor *Leak Impact Factor*.

#### 4.8 Mitigasi Risiko

Mitigasi risiko dilakukan setelah diketahui tingkat risikonya. Secara umum, untuk mengurangi suatu risiko lebih baik dengan mengurangi probabilitas dari suatu kegagalan daripada mengurangi konsekuensi. Mitigasi atau pengurangan konsekuensi biasanya lebih rumit karena dapat merubah beberapa aspek.

Karena hasil perhitungan dan analisa yang dilakukan pada jalur pipa *feedgas* 42"CD memiliki tingkat risiko yang relatif aman, mitigasi risiko hanya dilakukan pada indeks desain karena memiliki skor rendah. Sedangkan pada jalur pipa *feedgas* 42"EFGH memiliki tingkat risiko yang tinggi terutama pada seksi 3 dan 4, maka mitigasi risiko dilakukan pada seluruh indeks sehingga skenario yang dilakukan adalah :

1. Meningkatkan frekuensi patroli khusus pada jalur pipa *feedgas* 42" Plant 21-Train Area
2. Melakukan penyuluhan masyarakat, pertemuan dengan kontraktor dan ekskavator sekali setahun, meningkatkan pemberitahuan tentang adanya jalur pipa dibawah tanah, seperti pemasangan plang.
3. Dilakukan *internal monitoring* pada jalur pipa *feedgas* 42" seperti coupon dan inhibitor.
4. Dilakukan pengukuran resistivitas tanah untuk mengetahui karakteristik lingkungan di sekitar jalur pipa.
5. Adanya pencegahan *AC interference* seperti insulasi.
6. Meningkatkan frekuensi pembacaan proteksi katodik.
7. *External Coating Monitoring* (Mengecek *coating* menggunakan CIPS dan DCVG dengan frekuensi 4 tahunan)
8. Dilakukan inspeksi pengukuran ketebalan aktual dinding pipa sehingga bisa diketahui laju korosi yang terjadi dan umur sisa pipa, mengingat tidak pernah dilakukan laju korosi pada pipa *feedgas* 42"
9. Dilakukan pengukuran pergerakan tanah.



#### 4.9 Perbaikan Risiko

Dengan melakukan perbaikan-perbaikan pada *index sum* seperti mengadakan patrol khusus pada jalur pipa, melakukan pertemuan dengan kontraktor dan eksavator sekali setahun, melakukan internal monitoring, melakukan pengukuran resistivitas tanah, Pencegahan *AC interference*, meningkatkan frekuensi pembacaan proteksi katodik, melakukan CIPS 4 tahunan, melakukan pengukuran ketebalan aktual pipa dan pengukuran pergerakan tanah. Setelah itu dilakukan simulasi perhitungan kembali dengan hasil sebagai berikut :

Tabel 4.16 *Relative Risk Score* Pipa EFGH setelah dilakukan mitigasi risiko

<i>Section</i>	<i>Third Party Damage</i>	<i>Corrosion</i>	<i>Design</i>	<i>Incorrect Operation</i>	<i>Index Sum</i>	<i>Leak Impact Factor</i>	<i>Relative Risk Score</i>
1	63	50	46.4	89	248.4	20.3	12.2
2	74.0	58	46.4	89	267.4	12.6	21.2
3	66.7	58	46.4	89	260.1	26.6	9.8
4	51.7	58	46.4	89	245.1	27.3	9.0
<b>Average</b>	<b>63.8</b>	<b>56</b>	<b>46.4</b>	<b>89</b>	<b>255.2</b>	<b>21.7</b>	<b>13.1</b>

Setelah dilakukan mitigasi, didapatkan peningkatan skor pada *index sum*. Sehingga berdasarkan tabel 4.16 dapat dihitung *failure probability score* sebagai berikut :

$$\text{Failure Probability Score} = 1 - (0.638 \times 0.56 \times 0.464 \times 0.89)$$

$$\text{Failure Probability Score} = 0.82$$

Tabel 4.17 *Risk Assessment* pipa *feedgas* EFGH 42" setelah mitigasi risiko

<i>Pipe Section</i>	<i>Risk Score</i>	<i>Risk Assessment</i>
<i>Section 1</i>	12.2	<i>Low</i>
<i>Section 2</i>	21.2	<i>Low</i>
<i>Section 3</i>	9.8	<i>Low</i>
<i>Section 4</i>	9.0	<i>Medium</i>

Berdasarkan tabel 4.17, setelah dilakukan perbaikan pada *index sum* dapat menurunkan tingkat risiko yaitu seksi 1 sampai 3 menjadi *low* dan tingkat risiko pada seksi 4 menjadi *medium*.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diambil dari analisa data yang telah dilakukan pada pengerjaan Tugas Akhir ini, antara lain :

1. Skoe peluang kegagalan pada jalur pipa *feedgas* 42” *Plant 21-Train Area* dari hasil perhitungan adalah sebesar 0.92. Diperoleh dari hasil skor dengan parameter *index sum* antara lain :
  - a) Kerusakan akibat pihak ketiga dengan skor rata-rata adalah 49.8
  - b) Korosi dengan skor rata-rata adalah 41
  - c) Desain dengan skor rata-rata adalah 31.4
  - d) Kesalahan operasional dengan skor rata-rata adalah 89
  - e) Indeks sum rata-rata dari hasil perhitungan adalah sebesar 211.3.
2. Konsekuensi kegagalan yang ditimbulkan berupa *leak impact factor*. Dari hasil perhitungan, diperoleh hasil skor dari parameter sebesar:
  - a) *Product Hazard* = 7
  - b) *Leak/Spill Volume* = 0.2 dan 1
  - c) *Dispersion* = 1
  - d) *Receptors* = 1.8 sampai dengan 3.9Sehingga, skor LIF rata-rata yang dihasilkan dari perkalian keseluruhan parameter sebesar 4.34 dan 21.7. Ini menunjukkan risiko terjadinya kebocoran yang berdampak pada lingkungan di sekitar pipa.
3. *Relative risk score* rata-rata yang diperoleh yaitu sebesar 54.2 dan 10.85, sehingga dapat diketahui tingkat risiko pada jalur pipa *feedgas* 42” *CD Plant 21-Train Area* tergolong aman sedangkan pada jalur pipa *feedgas* 42” *EFGH Plant 21-Train Area* tergolong *low* pada seksi 1 dan 2. Sedangkan seksi 3 dan seksi 4 tergolong *high*.
4. Langkah – langkah mitigasi yang dilakukan untuk mengurangi risiko kegagalan yaitu meningkatkan frekuensi patroli pada jalur pipa, meningkatkan pemberitahuan tentang adanya jalur pipa, melakukan *internal monitoring*, melakukan pengukuran resistivitas tanah,

meningkatkan frekuensi pembacaan proteksi katodik, melakukan pengecekan kualitas *coating* secara berkala, , ketebalan dinding aktual pipa sehingga bisa diketahui laju korosi yang terjadi pada pipa, dan pengukuran pergerakan tanah.

## 5.2 Saran

Saran yang dapat diambil dari analisa data yang telah dilakukan pada pengerjaan Tugas Akhir ini antara lain sebagai berikut :

1. Karena pipa tergolong jalur pipa yang sudah tua, maka untuk lebih lanjutnya perlu dilakukan manajemen risiko untuk mengantisipasi terjadinya risiko-risiko yang mungkin terjadi terutama pada LIF yang dapat berdampak buruk pada lingkungan dan personal.
2. Untuk penelitian yang lebih lanjut, diharapkan dapat diketahui analisa biaya dan mitigasi biaya.
3. Metode risk assessment yang digunakan dalam Tugas Akhir ini dapat divariasikan dengan metode risk assessment yang lain.
4. Saran untuk PT. Badak NGL karena pada beberapa seksi pipa memiliki risiko *high* diharapkan untuk perlu dilakukan langkah mitigasi risiko dengan memilih beberapa skenario (seperti yang ditunjukkan pada Sub Bab 4.6 di Bab IV Analisa data dan pembahasan) dan diharapkan agar PT. Badak NGL terus memantau dan melakukan *risk management* pada jalur pipa *feedgas 42" Plant 21-Train Area* tiap tahunnya, guna mengantisipasi adanya dampak kebocoran, ledakan, dan pencemaran lingkungan yang dapat berakibat buruk pada lingkungan sekitar pipa.

## DAFTAR PUSTAKA

- Bai, Y.Q., LiangHai, L.V. dan Wang, T. 2013. *"The Application of the Semi-quantitative Risk Assessment Method to Urban Natural Gas Pipelines"*. Beijing Municipal Institute of Labor Protection, Beijing of China.
- Biro Riset LM FEUI. 2010. Analisis Industri Minyak dan Gas Indonesia. Jakarta : LM FEUI Opini.
- Dziubinski, M., M. Fraktezak, dan A.S. Markowski . 2005. *"Aspect of Risk Analysis Associated with Major Failures of Fuel Pipelines"*. Technical University of Lodz
- Ghasemi, M., A.R. Yavari, dan M. Makhdom, 2017. *"Environmental Risk Zoning and Assessment of oil and gas pipelines (case studi : Ethylene Gas-Transfer Pipeline)"*. Tehran University, Iran.
- Jafari, H.R., G.N. Bidhendi, dan N.K Ghahi.2011. *"Applying Indexing Method to Gas Pipeline Risk Assessment by Using GIS: A Case Study in Savadkooh, North of Iran"*, University of Tehran, Iran.
- Jozi, S.A., Sahar .R., Edris .S., 2012. *"Environmental Risk Assessment of Gas Pipelines by Using of Indexing System Method"*. Islamic Azad University, Iran.
- Keputusan Menteri Pertambangan dan Energi No. 300/K/38/M.PE/1997 tentang Keselamatan Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi. Departemen Pertambangan dan Energi Republik Indonesia
- Kalatpoor, O., K. Goshtasp, dan S. Khavaji. 2010. *"Health, Safety and Environmental Risk of a Gas Pipeline in an Oil Exploring Area of Gachsaran"*. J-Stage, Iran, 3 September.
- Kermani, M.B., dan A. Morshed. 2003. *"Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production-A Compendium"*. Critical Review of Corrosion Science and Engineering Corrosion-vol 59, No. 8.

- Kolaei, A.Z., M. Nasrabadi., S. Givehchi. 2017. “*Risk Assessment of Gas Condensates Export Pipelines by Indexing Method (Case Study : special Economic Energy zone of south Pars-Assaluyeh)*”. Journal of Sustainable Development Vol.10, No 3
- Kwestarz, M. 2017. “*The Application of W. Kent Muhlbauer’s Model For The Risk Assessment of District Heating Network*”. Warsaw University of Technology.
- Liu, H. 2003. *Pipeline Engineering*. Lewis Publisher.
- Muhammad. 2011. *Implementasi Risk Assessment Pada Pipeline Gas Jalur Badak-Bontang*. Tugas Akhir, Departemen Teknik Material dan Metalurgi FTI-ITS, Surabaya.
- Muhlbauer, W. Kent. 1996. *Pipeline Risk Management Manual 2nd ed*. Houston : Gulf Publishing Company.
- Muhlbauer, W. Kent. 2004. *Pipeline Risk Mangement Manual: Ideas, Techniques, and Resource*. Burlington USA: Gulf Professional Publishing.
- Pedoman Tata Kerja No 012/PTK/II/2007 tentang Pengoperasian dan Pemeliharaan Pipa Penyalur Minyak dan Gas Bumi. Badan Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (BPMIGAS) Republik Indonesia
- Sicillia, C., dan I.K Gunarta. 2016. “*Perbandingan Metode Risk Based Inspection dan Time Based Inspection Dari Sisi Finansial Pada Industri Migas Di Indonesia*”. Prosiding Seminar Nasional, Program Studi MMT ITS, Surabaya.

[www.badaklng.co.id](http://www.badaklng.co.id)

**LAMPIRAN A**  
**DAFTAR ISI**AN *RISK ASSESSMENT*

**Badak LNG**

A World Class Energy Company

Form Survey Pengoperasian dan Pemeliharaan  
 Pipa Feedgas 42" Plant 21 ke Proses Train Area  
 PT. Badak NGL, Bontang

**1. INDEKS DESAIN/DESIGN INDEX****A. Safety Factor**

**A.1. Komponen pipa : rasio tebal pipa sesungguhnya terhadap tebal pipa yang diperlukan (t)**

1	< 1	:	-10
2	1 - 1.1	:	3.5
3	1.11 - 1.2	:	7
4	1.21 - 1.4	:	14
5	1.41 - 1.6	:	21
6	1.61 - 1.8	:	28
7	>1.81	:	35

**A.2. Komponen Non-pipa : Ratio tekanan desain terhadap MAOP (Design to MAOP Ratio)**

1	2	:	35
2	1.75 - 1.99	:	28
3	1.5 - 1.74	:	21
4	1.25 - 1.49	:	14
5	1.1 - 1.24	:	7
6	1 - 1.09	:	0
7	<1	:	-10

**B. Fatigue**

**B.1. Besarnya tekanan berulang terhadap pipa**

1	100% MAOP	:	
2	90% MAOP	:	
3	75% MAOP	:	
4	50% MAOP	:	
5	25% MAOP	:	
6	10% MAOP	:	
7	5% MAOP ✓	:	

**B.2. Frekuensi terjadinya tekanan berulang selama usia pipa**

1	<10 <sup>3</sup>	:	
2	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	:	
3	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>5</sup>	:	
4	10 <sup>5</sup> - 10 <sup>6</sup>	:	







5	>10 <sup>6</sup>	:	
---	------------------	---	--

**C. Potensi terjadinya tekanan gelombang**

	Besar kemungkinan terjadinya tekanan gelombang (sesaat) sebesar > 10% MAOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba - tiba	:	0
1	Terdapat kemungkinan yang tidak terlalu besar terjadinya tekanan kejut (sesaat) sebesar > 10% MAOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba2	:	5
3	Tidak terdapat kemungkinan terjadinya tekanan kejut (sesaat) sebesar >10% MAOP terhadap pipa karena aliran gas yang tiba - tiba	:	10

1125 / 632,72 ~ 664

**D. Integrity Verification**

**D.1. Tekanan uji hidrostatik-Ratio tekanan uji terhadap MAOP (H)**

1	H < 1.1	:	0
2	1.11 < H < 1.25	:	5
3	1.26 < H < 1.4	:	10
4	H > 1.41	:	15

**D.2. Waktu sejak pengujian hidrostatik terakhir**

1	Pengujian terakhir 4 tahun yang lalu	:	6
2	Pengujian terakhir 5 tahun yang lalu	:	5
3	Pengujian terakhir 6 tahun yang lalu	:	4
4	Pengujian terakhir 7 tahun yang lalu	:	3
5	Pengujian terakhir 8 tahun yang lalu	:	2
6	Pengujian terakhir 9 tahun yang lalu	:	1
7	Pengujian terakhir 10 tahun yang lalu	:	0
8	Pengujian terakhir 11 tahun yang lalu	:	0 ✓

**E. Land Movements**

1	Pipa terpasang di wilayah dimana pergerakan tanah sering terjadi atau dapat menimbulkan kerusakan yang parah	:	0
2	Pergerakan tanah yang merusak dapat terjadi tapi karena posisi pipa/atan kedalamannya kemungkinan tidak berakibat apa-apa kepada jaringan	:	2
3	Jarang terjadi pergerakan tanah, juga kerusakan jaringan karena pergerakan tanah	:	6
4	Tidak terdapat catatan mengenai pergerakan tanah	:	10
5	Tidak tahu ✓	:	0



## 2. INDEKS KESALAHAN OPERASI/INCORRECT OPERATION INDEX

### A4 Indeks Kesalahan Operasi (Skor maks = 100 pts)

#### a Tahap Desain (Skor maks = 30 pts)

a1 Identifikasi Bahaya

a2 Potensial MAOP (skor maks = 12 pts) *MAOP 7 to 12*

Rutin

Jarang terjadi

Sangat jarang terjadi

Tidak mungkin terjadi

a3 Sistem Keselamatan Pipa (Skor maks = 10 pts)

- Tidak ada system keselamatan pada pipa

- Ada hanya 1 tingkat

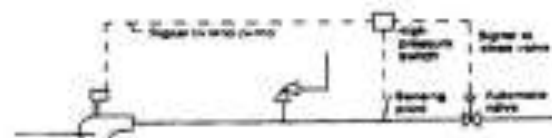
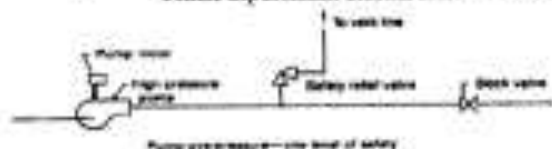
- Ada 2 atau lebih dari 1 tingkat

- Hanya dilakukan observasi

- Observasi dan kontrol

- Tidak ada dan tidak ada keterlibatan

- Tidak diperlukan sistem keselamatan



a4 Seleksi Material Pipa

a5 Tindakan Pengecekan

#### b Tahap Konstruksi

b1 Inspeksi

b2 Pemeriksaan material

b3 Kegiatan Pengelasan

b4 Kegiatan pemasangan backfill

b5 Handling (pengangkutan dan penyimpanan)

b6 Coating

4

4  
12

0  
5  
10  
12

9

0  
3  
6  
1  
3  
-3  
10

2  
2

2  
2  
20

10  
2  
2  
2  
2  
2



#### 4. INDEKS KESALAHAN PIHAK KETIGA/THIRD PART DAMAGE INDEX

- A Index Sum
- A1 Indeks Kesalahan Orang Ketiga (Skor maks 100 pts)
- a Kedalaman Minimal Pipa (Skor maks = 20 pts)
- Kedalaman minimum pipa 6 m

20	

Skor = (Ketebalan cover dalam satuan in)/3  
Bila ada perlindungan tambahan, diberikan nilai tambahan sebagai berikut :

2 in concrete coating = 8 in lapisan tanah  
4 in concrete coating = 12 in lapisan tanah  
pipe casing = 24 in lapisan tanah  
concrete slab = 24 in lapisan tanah  
wrapping slab = 6 in lapisan tanah

- b Tingkat aktivitas (Skor maks = 20 pts)
- Jumlah pekerja yang berada disekitar jalur pipa
- Seksi 1 (KOD), jumlah orang yang bereja pada seksi 1 120-40 pekerja
  - Seksi 2 (Perbukitan), jumlah orang yang bereja pada seksi 2
  - Seksi 3 (Road Crossing), jumlah orang yang bereja pada seksi 3
  - Seksi 4 (Train Area), jumlah orang yang bereja pada seksi 4
- Aktivitas Level Tinggi (0 pts)
- Kepadatan penduduk klas 3 menurut DOT CFR 192
  - Kepadatan penduduk tinggi
  - Frekuensi aktifitas pembangunan tinggi
  - Frekuensi laporan adanya kegiatan disekitar jalur pipa lebih dari 2 kali dalam seminggu
  - Jalur pipa melewati lintasan rel kereta api atau jalan raya
  - Banyak fasilitas lain yang ditanam disekitar jalur pipa
  - Terdapat aktivitas peralatan kilang

8
---



**LAMPIRAN B**  
**PERHITUNGAN *INDEX SUM***  
**(*THIRD PARTY DAMAGE*)**

		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	1			
			Route	Plant 21 (KOD)			
			Location	Zone 1 PT. Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL		SOURCE
	THIRD PARTY DAMAGE					51	
A	Minimum Depth of Cover (20%)				20		
	Underground pipeline						
	Minimum distance from ground surface to the top of the pipe, in:		236.22	78.74			Data
	Concrete Coating (in):		N	0			Data
	Pipe casing:		N	0			Data
	Concrete slab:		N	0			Data
	Warning tape:		N	0			Data
	Underwater pipeline						
	Water ways, below water surface (ft):		N	0			Data
	Water ways, below bottom of waterway (ft):		N	0			Data
	Concrete Coating (in):		N	0			Data
B	Activity Level(AL) (20%)	M ; AL = Medium	M	8	8		Survey
C	Aboveground Facilities				6		
	No aboveground facilities		N	0			Survey
	Facilities > 200ft from vehicles		N	0			Survey
	Area surrounded by 6 ft chainlink fence		Y	2			Survey
	Protective railing (4" steel pipe or better)		N	0			Survey
	Trees (12")or structure betw. v'cles and fac.		Y	3			Survey
	Ditch (min. 4-ft depth/width) betw. v'cles and fac.		N	0			Survey

	Signs (“Warning,” “No Trespassing,” etc.)		Y	1			
<b>D</b>	<b>One Call System (15%)</b>				11		Survey dan Interview
	Effectiveness		Y	4			Survey dan Interview
	Proven record of efficiency and reliability		Y	2			Survey dan Interview
	Widely advertised and well known in community		N	0			Survey dan Interview
	Meets minimum ULCC/DPU standards		N	0			Survey dan Interview
	Appropriate reaction to calls		Y	5			Survey dan Interview
	Maps and record		N	0			Survey dan Interview
<b>E</b>	<b>Public Education Program (15%)</b>				1		
	Mailouts		N	0			Interview Operator
	Meetings with public officials 1x/year		N	0			Interview Operator
	Meetings with local contractors 1x/year		N	0			Interview Operator
	Regular education programs for community groups		N	0			Interview Operator
	Door-to-door contact with adjacent residents		N	0			Interview Operator
	Mailouts to contractors/excavators		N	0			Interview Operator
	Sign, pamphlet may contain details on pipeline safety statistics		Y	1			Interview Operator
<b>F</b>	<b>Right-of-Way (ROW) Condition (5%)</b>	a : ROWC = Excellent	A		5		Survey
<b>G</b>	<b>Patrol Frequency (15%)</b>	h : PF = Never	H		0		Interview Operator

		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	2			
			Route	Area Perbukitan			
			Location	Zone 2 PT Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	SOURCE	
	<b>THIRD PARTY DAMAGE</b>					62	
<b>A</b>	<b>Minimum Depth of Cover (20%)</b>				20		
	<b>Underground pipeline</b>						
	Minimum distance from ground surface to the top of the pipe, in:		177.165	59.055			Data
	Concrete coating (in) :		N	0			Data
	Pipe casing:		N	0			Data
	Concrete slab:		N	0			Data
	Warning tape:		N	0			Data
	<b>Underwater pipeline</b>						
	Water ways, below water surface (ft) :		N	0			Data
	Water ways, below bottom of waterway (ft):		N	0			Data
	Concrete coating (in) :		N	0			Data
<b>B</b>	<b>Activity Level (AL) (20%)</b>	N ; AL = None	N	20	20		Survey
<b>C</b>	<b>Aboveground facilities</b>				5		
	No aboveground facilities		N	0			Survey
	Facilities > 200ft from vehicles		N	0			Survey
	Area surrounded by 6 ft chainlink fence		N	0			Survey
	Protective railing (4" steel pipe or better)		N	0			Survey

	Trees (12")or structure betw. v'cles and fac.		Y	4			Survey
	Ditch (min. 4-ft depth/width) betw. v'cles and fac.		N	0			Survey
	Signs ("Warning," "No Trespassing," etc.)		Y	1			Survey
<b>D</b>	<b>One Call System (15%)</b>				11		Survey dan Interview
	Effectiveness		Y	4			
	Proven record of efficiency and reliability		Y	2			
	Widely advertised and well known in community		N	0			
	Meets minimum ULCC/DPU standards		N	0			
	Appropriate reaction to calls		Y	5			
	Maps and record		N	0			
<b>E</b>	<b>Public Education Program (15%)</b>				1		Interview Operator
	Mailouts		N	0			
	Meetings with public officials 1x/year		N	0			
	Meetings with local contractors 1x/year		N	0			
	Regular education programs for community groups		N	0			
	Door-to-door contact with adjacent residents		N	0			
	Mailouts to contractors/excavators		N	0			
	Sign, pamphlet may contain details on pipeline safety statistics		Y	1			
<b>F</b>	<b>Right-of-Way (ROW) Condition (5%)</b>	a : ROWC = Excellent	A		5		Survey
<b>G</b>	<b>Patrol Frequency (15%)</b>	h : PF = Never	H		0		Interview Operator



		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	3			
			Route	Road Crossing			
			Location	Zone 2 PT. Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL		SOURCE
	THIRD PARTY DAMAGE					46.7	
A	Minimum Depth of Cover (20%)				19.69		
	Underground pipeline						
	Minimum distance from ground surface to the top of the pipe, in:		59.09	19.697			
	Concrete coating (in) :		N	0			Data
	Pipe casing:		N	0			Data
	Concrete slab:		N	0			Data
	Warning tape:		N	0			Data
	Underwater pipeline						
	Water ways, below water surface (ft) :		N	0			Data
	Water ways, below bottom of waterway (ft):		N	0			Data
	Concrete coating (in) :		N	0			Data
B	Activity Level (AL) (20%)	H ; AL = High	H	0	0		Survey
C	Aboveground facilities				10		
	No aboveground facilities		Y	10			Survey
	Facilities > 200ft from vehicles		N	0			Survey
	Area surrounded by 6 ft chainlink fence		N	0			Survey
	Protective railing (4" steel pipe or better)		N	0			Survey

	Trees (12")or structure betw. v'cles and fac.		N	0			Survey
	Ditch (min. 4-ft depth/width) betw. v'cles and fac.		N	0			Survey
	Signs ("Warning," "No Trespassing," etc.)		Y	1			Survey
<b>D</b>	<b>One Call System (15%)</b>				11		Survey dan Interview Operator
	Effectiveness		Y	4			
	Proven record of efficiency and reliability		Y	2			
	Widely advertised and well known in community		N	0			
	Meets minimum ULCC/DPU standards		N	0			
	Appropriate reaction to calls		Y	5			
	Maps and record		N	0			
<b>E</b>	<b>Public Education Program (15%)</b>				1		Interview Operator
	Mailouts		N	0			
	Meetings with public officials 1x/year		N	0			
	Meetings with local contractors 1x/year		N	0			
	Regular education programs for community groups		N	0			
	Door-to-door contact with adjacent residents		N	0			
	Mailouts to contractorslexcavators		N	0			
	Sign, phamphlet may contain details on pipeline safety statistics		Y	1			
<b>F</b>	<b>Right-of-Way (ROW) Condition (5%)</b>	a : ROWC = Excellent	A		5		Survey
<b>G</b>	<b>Patrol Frequency (15%)</b>	h : PF = Never	H		0		Interview Operator

**LAMPIRAN C**  
**PERHITUNGAN *INDEX SUM***  
**(*CORROSION INDEX*)**

		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	1			
			Route	Plant 21 (KOD)			
			Location	Zone 1 PT. Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL		SOURCE
	<b>CORROSION</b>					35	
<b>A</b>	<b>Atmospheric Corrosion (10%)</b>				10		
	Atmospheric Exposure (AE) (5%)	g ; AE = None		5			Survey
	Atmospheric Type (AT) (10%)	g ; AT = No Exposure		2			Survey
	Atmospheric Coating/Inspection (AC) (3%)						Data
	Quality of Coating	a ; AC = Good		3			
	Quality of Coating application	a ; AC = Good		3			
	Quality of the inspection program	a ; AC = Good		3			
	Quality of Deffect Correction Program	a ; AC = Good		3			
<b>B</b>	<b>Internal corrosion (20%)</b>				6		
	Product corrosivity (PC) (10%)	b ; PC = Mildly corrosive		3			Data
	Preventions (10%)						Data dan Survey
	None		N	0			
	Internal monitoring		N	0			
	Inhibitor injection		N	0			
	Not needed		N	0			
	Internal coating		N	0			
	Operational measures	Dehidration system or filter (separator)	Y	3			

	Pigging		N	0			
<b>C</b>	<b>Buried Metal Corrosion (70%)</b>				19		
	<b>Cathodic protection (8%)</b>			0			
	General criteria are met		N	8			Data
	General criteria are not met		Y	0			Data
	<b>Coating (C) (10%)</b>			10			
	Quality of Coating	a ; C = Good	A	3			Data
	Quality of Coating application	a ; C = Good	A	3			Data
	Quality of the inspection program	a ; C = Good	A	3			Data
	Quality of Deffect Correction Program	a ; C = Good	A	3			Data
	<b>Soil corrosivity (SC) (15%)</b>	d ; SC = Don't Know	D	0			Data
	<b>Age of system (AoS) (5%)</b>	d ; AoS = >20 years	D	0			Data
2	<b>Current flow to other buried metal (3%)</b>	Unkwond Data		0			Data
	<b>AC Interference (AI) (3%)</b>	c ; AI = AC power is nearby but preventive actions	C	0			Data
	<b>Mechanical corrosion effect (5%)</b>	MAOP 0-20-Environment score 4	Y	4			Data
	<b>Test Leads (TL) (3%)</b>	a ; TL = <1 mile spacing	A	3			Data
		b ; TL = 6 months - annually	B	2			Data

		reading frequency					
	<b>Close Interval Potential Survey (CIPS) (8%)</b>	h ; CIPS = Timeliness, years interval >8 years	H	0			Data
	<b>Internal inspection tools (8%)</b>	None		0			Data

**LAMPIRAN D**  
**PERHITUNGAN *INDEX SUM***  
**(*DESIGN INDEX*)**

		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	1			
			Route	Plant 21 (KOD)			
			Location	Zone 1 PT. Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL		SOURCE
	<i>DESIGN INDEX</i>					31.4	
1	<i>Pipe Safety Factor(35%)</i>				0.4		
	<b>Pipe Safety Factor (<i>t act.-to-t nom. Ratio</i>)</b>			0			Data
	<b>System Safety Factor (SSF) <i>Design-to-MAOP ratio</i></b>	f ; SSF = t = 1.01		0.4			Data
2	<b>Fatigue (15%) <i>Lifetime cycle</i></b>	>1,000,000 cycle ; MAOP 5%		6			Data
3	<b>Surge Potential (SP) (10%)</b>	c ; SP = Impossible		10			Data
4	<b>Integrity Verification (IV) (25%)</b>	d ; IV = H>1.41		15			Data
5	<b>Soil Movement (SM) (15%)</b>	e ; SM = Unknown		0			Data



**LAMPIRAN E**  
**PERHITUNGAN *INDEX SUM***  
**(*INCORRECT OPERATION INDEX*)**

		SCORE OF PROBABILITY	Segmen	1			
			Route	Plant 21 (KOD)			
			Location	Zone 1 PT.Badak NGL			
	DESCRIPTION	CONDITION	VALUE	POINT	TOTAL	SOURCE	
	INCORRECT OPERATION				89		
A	Design (30%)				29		
	Hazard identification		Y	4		Data	
	MAOP Potential (MP)	D ; MP = Impossible	D	12		Data	
	Safety system				9		
	No safety devices present		N	0		Survey dan Interview	
	On site, one level only		N	0		Survey dan Interview	
	On site, two or more levels		Y	3		Survey dan Interview	
	Remote, observation only		N	0		Survey dan Interview	
	Remote, observation and control		Y	6		Survey dan Interview	
	Non-owned, active witnessing		N	0		Survey dan Interview	
	Non-owned, no involvement		N	0		Survey dan Interview	
	Safety systems not needed		N	0		Survey dan Interview	
	*Material Selection (Max.: 2 points)		Y	2		Data	
	*Check (Max.: 2 points)		Y	2		Interview Operator	
B	Construction (20%)				20		
	*Inspection (Max.: 10 points)		Y	10		Interview Operator	
	*Materials (Max.: 2 points)		Y	2		Interview Operator	
	*Joining (Max.: 2 points)		Y	2		Interview Operator	
	*Backfill (Max.: 2 points)		Y	2		Interview Operator	
	*Handling (Max.: 2 points)		Y	2		Interview Operator	

	<b>*Coating (Max.: 2 points)</b>		Y	2			Interview Operator
<b>C</b>	<b>Operation (35%)</b>				27		
	<b>*Procedures (Max.: 7 points)</b>			3			Data
	<b>*SCADA/Communications (Max.: 5 points)</b>		Y	5			Survey dan Interview
	<b>*Drug Testing (Max.: 2 points)</b>		Y	2			Interview Operator
	<b>*Safety Programs (Max.: 2 points)</b>		Y	2			Interview Operator
	<b>*Surveys (Max.: 2 points)</b>		Y	2			Data
	<b>Training</b>			7			
	Documented Minimum Requirements		N				Data dan Interview
	Testing		Y				Data dan Interview
	Product characteristics		Y				Data dan Interview
	Pipeline material stresses		N				Data dan Interview
	Pipeline corrosion		N				Data dan Interview
	Control and operations		Y				Data dan Interview
	Maintenance		Y				Data dan Interview
	Emergency drills		Y				Data dan Interview
	Job procedures (as appropriate)		Y				Data dan Interview
	Scheduled re-training		Y				Data dan Interview
	<b>Mechanical Error Preventers</b>			6			
	Three-way valves with dual instrumentation		Y	4			Survey dan Interview Operator
	Lock-out devices		Y	2			Survey dan Interview Operator
	Key-lock-sequence program		N	0			Survey dan Interview Operator
	Computer pennissives		N	0			Survey dan Interview Operator
	Highlighting of critical instruments		N	0			Survey dan Interview Operator

<b>D</b>	<b>Maintenance (15%)</b>				13		
	<b>*Documentation (Max.: 2 points)</b>		N	0			Data
	<b>*Schedule (Max.: 3 points)</b>		Y	3			Data
	<b>*Procedures (Max.: 10 points)</b>		Y	10			Data

## **BIODATA PENULIS**

## **BIODATA PENULIS**



Ovyarlita Pratama Taqwa lahir di kota Blora, Jawa Tengah pada tanggal 26 Oktober 1996. Penulis telah menempuh pendidikan formal di SD N 3 Cepu, SMP N 3 Cepu, hingga SMA N 1 Cepu. Setelah lulus dari sekolah menengah, penulis melanjutkan pendidikannya di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Selama dibangku kuliah penulis tidak aktif dalam

kuliah saja namun juga aktif dalam seminar, pelatihan, dan organisasi sebagai Kepala Divisi Finansial Departemen Kesejahteraan Mahasiswa HIMATEKLA FTK ITS periode 2016/2017. Pada tahun 2017, penulis mendapatkan kesempatan kerja praktik di JOB PPEJ Tuban selama satu bulan dan di PT. Pertamina EP Cepu selama satu bulan. Kemudian pada awal tahun 2018, penulis mendapatkan kesempatan kembali untuk magang di PT. Badak NGL Bontang selama 2 bulan sekaligus melakukan penelitian Tugas Akhir. Selama masa studi Strata 1 yang ditempuh dalam waktu 4 tahun, penulis tertarik pada bidang manajemen dan produksi bangunan lepas pantai. Sehingga dalam mata kuliah Tugas Akhir ini, penulis mengambil topic tentang Penilaian risiko pada pipa onshore. Tugas akhir ini dilakukan dengan metode kualitatif.

Email : ovyarlitapratama@gmail.com